



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE LA ENERGÍA
EÓLICA FLOTANTE EN DISTINTAS REGIONES DE
ESPAÑA. ZONA NORATLÁNTICA Y ZONA CANARIA.

Autor: Belén Bruna Álvarez

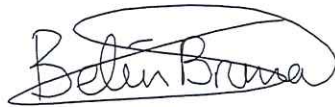
Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Agosto 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis del potencial de la energía eólica flotante en distintas regiones
de España. Zona noratlántica y zona canaria.

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2022-2023 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.



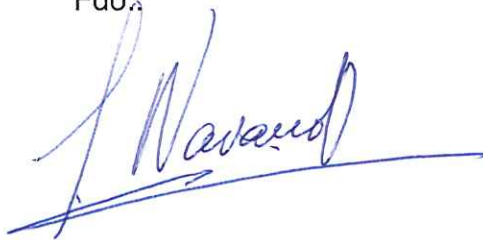
Fdo.: Belén Bruna Álvarez

Fecha: 16/08/2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:



Fecha:

18/8/2023



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE LA ENERGÍA
EÓLICA FLOTANTE EN DISTINTAS REGIONES DE
ESPAÑA. ZONA NORATLÁNTICA Y ZONA CANARIA.

Autor: Belén Bruna Álvarez

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Agosto 2023

ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE LA ENERGÍA EÓLICA FLOTANTE EN DISTINTAS REGIONES DE ESPAÑA. ZONA NORATLÁNTICA Y ZONA CANARIA.

Autor: Bruna Álvarez, Belén.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En el presente proyecto se analiza el estado actual de la legislación relacionada con la energía eólica flotante en España. También se establecen una serie de parámetros para el desarrollo de un modelo para caracterizar que zonas resultan más favorables y en base a ello, se fijan dos zonas dentro de las demarcaciones canaria y noratlántica. Por último, estas dos ubicaciones se comparan entre ellas tanto técnica, como económicamente.

Palabras clave: eólica offshore, POEM, demarcaciones marinas, parque eólico flotante.

1. Introducción

En los últimos años ha ido aumentando el precio de la electricidad en España debido al encarecimiento del gas. Este, es la última tecnología en entrar en el pool del mercado diario, por lo que marca el precio del mismo. Además, debido al mix energético del país existen unos costes adicionales por emitir CO₂ fijados por la Unión Europea para fomentar el uso de tecnologías libres de emisiones y para luchar contra el cambio climático. Por ello, el uso de energías renovables resulta de gran interés para tener un mix energético más limpio y unos costes de energía eléctrica más baratos.

España posee una potencia instalada de 29.994 MW de energía eólica, siendo esta la primera fuente de renovable en España con un 25,2 % de la potencia instalada total [1]. Es un país que posee un recurso eólico terrestre alto, algo que ocurre también para el marino. Además, en alta mar este recurso aumenta de forma considerable, por lo que resulta de especial interés poder aprovecharlo e instalar parques eólicos marinos. No solo España es un país ejemplar en instalaciones eólicas terrestres y posee el recurso eólico para ampliarlas al mar, sino que ya posee experiencia en su construcción, transporte e instalación y tiene numerosas empresas que ya realizan estas actividades en otros países para parques eólicos marinos. Por lo tanto, la expansión del abanico de recursos energéticos hacia la energía eólica marina se muestra como algo de gran atractivo.

Resulta importante destacar que existen dos tipos de tecnologías de energía eólica marina: de cimentación fija y de estructuras flotantes. Este proyecto se centra en la tecnología flotante puesto que la costa española posee una plataforma continental reducida y a medida que se aleja uno de la costa, la profundidad del fondo marino aumenta considerablemente. Por tanto, el uso de estructuras flotantes permite la instalación de aerogeneradores sin condicionantes batimétricos geográficos.

Actualmente hay una capacidad instalada de eólica marina en Europa de 14.6 GW [2] y según el PNIEC se quiere alcanzar un valor de 3 GW en España para 2030 [3]. Por ello, analizar el potencial de esta tecnología en España resulta de gran interés, sobre todo teniendo en cuenta que actualmente no hay ningún parque eólico marino que no sea de I+D.

Adicionalmente, el estado de la legislación en España se encuentra en progreso, habiéndose aprobado los Planes de Ordenación del Espacio Marino (POEM) el 28 de febrero de 2023 [4]. Este documento establece una serie de zonas dentro de las demarcaciones que se muestran en la siguiente Ilustración 1, en las que se podrían instalar parques eólicos marinos.



Ilustración 1: Demarcaciones marinas. POEM.

Por ello, se han tomado las demarcaciones noratlántica y canaria, que resultan ser las de mayor interés por su recurso eólico y su superficie; y se ha analizado el potencial de cada una de sus zonas atendiendo a distintos factores.

2. Metodología

En primer lugar, con la publicación del POEM, se ha comenzado por analizar la legislación en España respecto a la energía eólica flotante y el estado del arte actual para entender qué factores son importantes y poder establecer una serie de parámetros. Tras establecer estos parámetros, se ha desarrollado un modelo para decidir qué zona es más favorable entre las zonas de la demarcación noratlántica y la canaria. Una vez establecidas estas zonas, se ha diseñado un parque en cada una de ellas mediante el software Furorow [5], se ha realizado su análisis económico y se han comparado ambos parques técnica y económicamente. En la Ilustración 2 se observa el esquema de trabajo.

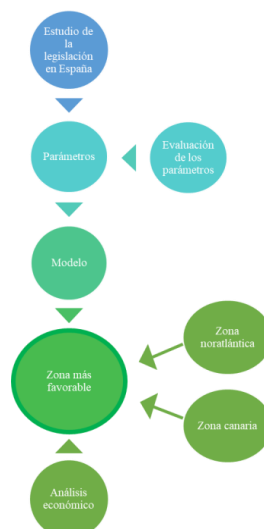


Ilustración 2: Esquema de trabajo. Elaboración propia.

3. Resultados y conclusiones

En primer lugar, en cuanto a la **regulación** de proyectos de energía eólica marina en España, esta ha pasado por distintas fases con la publicación de diversos documentos por parte del MITECO, tanto con carácter regulatorio como sin él. En ellos, se establecen objetivos de eólica marina en España, pero no queda definida una legislación vigente. Todo apunta a que el procedimiento de tramitación de este tipo de proyectos comenzará con el concurso de las zonas, seguido de convocatorias de subastas para cerrar un precio de venta de la energía eléctrica por parte del Gobierno; así como del acceso y conexión. Si bien no se tienen fechas para ellos, de aquí surge la necesidad de analizar las posibles zonas que podrán ser sometidas a concurso.

En segundo lugar, se ha hecho un estudio del arte de la tecnología, centrándose en Europa y España, obteniéndose una serie de **parámetros** de importancia para el análisis de la misma en las demarcaciones noratlántica y canaria establecidas por el POEM. Estos parámetros son: el recurso eólico, impacto y profundidad del agua, conexión a la red eléctrica, oleaje y coexistencia con otras actividades. Con estos parámetros, se ha desarrollado un **modelo** para determinar las zonas más adecuadas entre cada demarcación. Estas zonas han resultado ser la NOR-4 y la CAN-GC-1. A continuación, se han procedido a diseñar un parque eólico en cada una de estas zonas con la misma capacidad, para poder compararlas entre sí.

En tercer lugar, estos parques se han comparado **técnicamente**. Como se puede observar en la siguiente tabla, se presenta de forma resumida cómo para el parque situado en la zona de CAN-GC-1 se obtiene mayor producción energética anual y un mayor número de horas equivalentes al año de forma neta. El factor principal para ello es el mayor recurso eólico en la zona.

	NOR-4	CAN-GC-1
Capacidad del parque (MW)	270	270
Velocidad media del viento (m/s)	9.31	10.06
Producción neta en un año (MWh)	1.228.482,5	1.508.933,1
Horas netas equivalentes al año (h)	4.549,94	5.588,64

Tabla 1: Resumen de los aspectos técnicos para cada parque. Furow.

En cuarto lugar, se han comparado ambas zonas **económicamente** para determinar qué proyecto de los dos resultaría más rentable. Se obtienen costes de inversión, operación y mantenimiento y desmantelamiento notablemente elevados (Tabla 2), lo que resulta coherente con las magnitudes que tiene la energía eólica marina. A continuación, se calcula el LCOE, el VAN y el TIR para comparar ambos proyectos y determinar que, si bien ninguno de los dos resulta rentable con las hipótesis establecidas, el parque proyectado en la zona CAN-GC-1 resulta más competitivo que el de la NOR-4. La principal razón para ello es la ausencia de subestación offshore y la mayor cercanía a la costa.

	NOR-4	CAN-GC-1
Costes de inversión (MEUR)	1,187	1,083
Costes de operación y mantenimiento (MEUR)	667	667
Costes de desmantelamiento (MEUR)	46	46
Ingresos totales (MEUR)	1,58	1,941
LCOE (EUR/MWh)	77,96	61,43
VAN (MEUR)	-667	-365
TIR	negativo	1,11%

Tabla 2: Resumen de los aspectos económicos para cada parque. Elaboración propia.

Sin embargo, también juega un papel importante que se obtienen mayores ingresos por producirse mayor cantidad de energía eléctrica, un 23% más aproximadamente.

Al realizar este último análisis, se manifiesta que cambiar el régimen retributivo puede jugar un papel importante en la rentabilidad de este tipo de proyectos. Y como 1º técnicamente y 2º económicamente el parque eólico de la zona CAN-GC-1 resulta más competitivo, se realiza un análisis de sensibilidad del **régimen retributivo** de la energía eléctrica para el mismo. En dicho análisis se detecta que la venta de la energía eléctrica a través de PPAs con valores a partir de los 60 EUR/MWh, resultaría en una mayor rentabilidad del proyecto.

4. Referencias

- [1] “Potencia instalada (Viento) | Informes del sistema.” <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/viento/potencia-instalada-viento> (accedido 10 agosto, 2023).
- [2] “Offshore renewable energy.” https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy_en (accedido 10 agosto, 2023).
- [3] “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.” <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx> (accedido 27 mayo, 2023).
- [4] “El Gobierno aprueba los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo.” <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-los-planes-de-ordenaci%C3%B3n-del-espacio-mar%C3%ADtimo/tcm:30-559829> (accedido 2 marzo, 2023).
- [5] “Furow.” <https://furow.es/> (accedido 26 abril, 2023).

ANALYSIS OF THE POTENTIAL OF FLOATING WIND ENERGY IN DIFFERENT REGIONS OF SPAIN. NORTH ATLANTIC AND CANARY AREA.

Author: Bruna, Belén.

Supervisor: Navarro , Jaime.

Collaborating Entity: ICAI- Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project analyzes the current status of the legislation related to floating wind energy in Spain. It also establishes a series of parameters for the development of a model to characterize which areas are more favorable and based on this, two areas are set within the Canary and North Atlantic demarcations. Finally, these two locations are compared both technically and economically.

Keywords: offshore wind energy, POEM, marine demarcations, floating wind farm

1. Introduction

In recent years, the price of electricity in Spain has been rising due to the increase in the price of gas. Gas is the last technology to enter the daily market pool, which is why it sets the price. In addition, due to the country's energy mix, there are additional costs for CO₂ emissions set by the European Union to encourage the use of emission-free technologies and to combat climate change. Therefore, the use of renewable energies is of great interest in order to have a cleaner energy mix and cheaper electricity costs.

It is important to note that there are two types of offshore wind energy technologies: fixed foundation and floating structures. This project focuses on floating technology since the Spanish coast has a reduced continental platform and as one moves away from the coast, the depth of the seabed increases considerably. Therefore, the use of floating structures allows the installation of wind turbines without geographical bathymetric constraints.

There is currently an installed offshore wind capacity in Europe of 14.6 GW [2] and according to the PNIEC it is wanted to reach a value of 3 GW in Spain by 2030 [3]. Therefore, analyzing the potential of this technology in Spain is of great interest, especially considering that there is currently no offshore wind farm that is not R+D.

Additionally, the state of legislation in Spain is in progress, having approved the Marine Spatial Planning Plans (POEM) on February 28, 2023 [4]. This document establishes a number of zones within the boundaries shown in Figure 1 below, in which offshore wind farms could be installed.



Figure 1: Marine demarcations. POEM.

For this reason, the North Atlantic and Canary Islands demarcations have been taken, which turn out to be the ones of greatest interest for their wind resource and their surface; and the potential of each of its areas has been analyzed according to different factors.

2. Methodology

First, with the publication of the POEM, it has been analyzed the legislation in Spain regarding floating wind energy and the current state of the art to understand what factors are important and to establish a series of parameters. After establishing these parameters, a model has been developed to decide which area is more favorable between the areas of the North Atlantic and Canary Islands. Once these zones have been established, a wind park has been designed in each of them using the Furow software [5], its economic analysis has been carried out and both parks have been compared technically and economically. Figure 2 shows the work scheme.

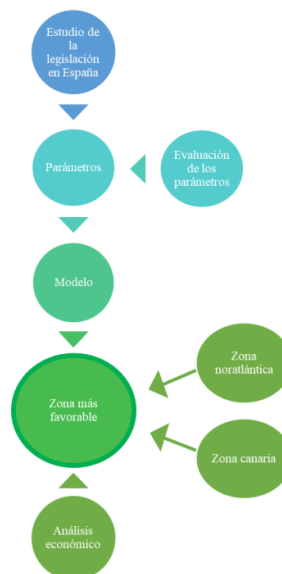


Figure 2: Work scheme. Own elaboration.

3. Results and conclusions

In the first place, regarding the **regulation** of offshore wind energy projects in Spain, it has gone through different phases with the publication of various documents by MITECO, both regulatory and non-regulatory. In them, offshore wind energy objectives are established in Spain, but no current legislation is defined. Everything indicates that the procedure for processing this type of project will begin with the competition of the zones, followed by calls for auctions to close a sale price of electricity by the Government, as well as access and connection. Although there are no dates for them, hence the need to analyze the possible areas that may be submitted to competition.

Secondly, a study of the art of technology has been made, focusing on Europe and Spain, obtaining a series of **parameters** of importance for the analysis of the same in the North Atlantic and Canary Islands demarcations established by the POEM. These parameters are: wind resource, impact and depth of water, connection to the electricity grid, waves and coexistence with other activities. With these parameters, a **model** has been developed to determine the most suitable areas between each demarcation. These zones have turned out to be NOR-4 and CAN-GC-1. Next, a wind farm has been designed in each of these areas with the same capacity, in order to compare them with each other.

Thirdly, these parks have been **technically** compared. As can be seen in the following table, it is summarized how for the park located in the CAN-GC-1 area, a higher annual energy production and a greater number of hours equivalent to the year are obtained in a net way. The main factor for this is the greater wind resource in the area.

	NOR-4	CAN-GC-1
Park capacity (MW)	270	270
Average wind speed (m/s)	9.31	10.06
Net production in one year (MWh)	1.228.482,5	1.508.933,1
Net equivalent hours per year (h)	4.549,94	5.588,64

Table 3: Summary of the technical aspects for each park. Furow.

Fourth, the two areas have been compared **economically** to determine which project of the two would be more profitable. Significantly high investment, operation and maintenance and decommissioning costs are obtained which is consistent with the magnitudes of offshore wind energy. The LCOE, NPV and IRR are then calculated to compare both projects and determine that, although neither is profitable under the established assumptions, the projected fleet in the CAN-GC-1 zone is more competitive than that of the NOR-4. The main reason for this is the absence of offshore substation and the greater proximity to the coast.

	NOR-4	CAN-GC-1
Investment costs (MEUR)	1,187	1,083
Operation and maintenance costs (MEUR)	667	667
Decommissioning costs (MEUR)	46	46
Total revenue (MEUR)	1,58	1,941
LCOE (EUR/MWh)	77,96	61,43
NPV (MEUR)	-667	-365
IRR	negativo	1,11%

Table 4: Summary of the economic aspects for each park. Own elaboration.

However, it also plays an important role that higher revenues are obtained by producing more electricity, approximately 23% more.

When carrying out this last analysis, it is clear that changing the remuneration regime can play an important role in the profitability of this type of project. And as 1st technically and 2nd economically the wind farm in the CAN-GC-1 zone is more competitive, a sensitivity analysis of the **remuneration regime** of electricity for it is carried out. In this analysis it is detected that the sale of electricity through PPAs with values from 60 EUR / MWh, would result in a greater profitability of the project.

4. References

- [1] “Potencia instalada (Viento) | Informes del sistema.” <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/viento/potencia-instalada-viento> (accessed Aug. 10, 2023).
- [2] “Offshore renewable energy.” https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy_en (accessed Aug. 10, 2023).
- [3] “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.” <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx> (accessed May 27, 2023).
- [4] “El Gobierno aprueba los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo.” <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-los-planes-de-ordenaci%C3%B3n-del-espacio-mar%C3%ADtimo/tcm:30-559829> (accessed Mar. 02, 2023).
- [5] “Furow.” <https://furow.es/> (accessed Apr. 26, 2023).

Índice de la memoria

Capítulo 1. Memoria.....	13
1.1 Descripción del proyecto.....	13
1.1.1 Introducción	13
1.1.2 Motivación del proyecto	16
1.1.3 Objetivos del proyecto.....	16
1.1.4 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	17
1.2 Estado del arte	18
1.2.1 Energías renovables	18
1.2.2 Energía eólica	20
1.2.3 Energía eólica offshore	22
1.2.4 Tecnología flotante.....	26
1.3 Metodología de trabajo.....	28
Capítulo 2. Regulación/Legislación en España	29
2.1 Línea temporal relativa a la legislación para la tramitación de proyectos eólicos marinos en España.....	30
2.2 Real Decreto 1028/2007	32
2.3 Artículo 3. Ley 24/2013	33
2.4 Real Decreto 363/2017	33
2.5 Estrategia de Transición Justa	34
2.6 Estrategia contra la Pobreza Energética	34
2.7 PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima)	35
2.8 Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.....	36
2.9 Ley de Cambio Climático y Transición Energética.....	36
2.10 Real Decreto Ley 12/2021.....	36
2.11 Primera consulta pública POEM	37
2.12 Hoja de ruta eólica marina y energías del mar en España	37
2.13 Real Decreto Ley 29/2021.....	40
2.14 POEM (Planes de Ordenación del Espacio Marítimo).....	40
2.15 Conclusiones regulatorias.....	42
Capítulo 3. Parámetros en el análisis	45
3.1 Proceso de construcción de un parque eólico flotante.....	45
3.1.1 Desarrollo del proyecto.....	45

3.1.2 Diseño de detalle y planificación de la construcción	45
3.1.3 Construcción del parque	46
3.2 Parámetros	47
Capítulo 4. Modelo/Sistema desarrollado	49
4.1 Explicación del sistema desarrollado	49
4.2 Justificación de la elección las demarcaciones marinas	50
4.2.1 NOR-1	52
4.2.2 NOR-2	52
4.2.3 NOR-3	53
4.2.4 NOR-4	53
4.2.5 NOR-5	54
4.2.6 NOR-6	54
4.2.7 NOR-7	55
4.2.8 NOR-8	55
4.2.9 CAN-TEN-1	56
4.2.10 CAN-TEN-2	56
4.2.11 CAN-GC-1	57
4.2.12 CAN-FV-1	57
4.2.13 CAN-FV-2	58
4.2.14 CAN-LANZ-1	58
4.3 Recurso eólico	59
4.3.1 Recurso eólico en la demarcación noratlántica	61
4.3.2 Recurso eólico en la demarcación canaria	66
4.4 Conexión a la red eléctrica	72
4.4.1 Conexión a la red eléctrica de la demarcación noratlántica	74
4.4.2 Conexión a la red eléctrica de la demarcación canaria	78
4.5 Impacto visual	83
4.6 Profundidad del agua	90
4.6.1 Profundidad del agua de la demarcación noratlántica	90
4.6.2 Profundidad del agua de la demarcación canaria	93
4.7 Oleaje	99
4.7.1 Oleaje de la demarcación noratlántica	99
4.7.2 Oleaje de la demarcación canaria	100
4.8 Coexistencia con otras actividades	102

4.8.1 Coexistencia con otras actividades de las zonas de la demarcación noratlántica	102
4.8.2 Coexistencia con otras actividades de las zonas de la demarcación canaria.....	109
4.9 Balance global	113
4.9.1 Balance global de la demarcación noratlántica	114
4.9.2 Balance global de la demarcación canaria.....	116
Capítulo 5. Diseño de los parques.....	117
Capítulo 6. Análisis Económico.....	125
6.1 Costes de inversión.....	126
6.2 Costes de operación y mantenimiento	128
6.3 Costes de desmantelamiento	128
6.4 Ingresos por venta de la energía eléctrica.....	129
6.5 LCOE	133
6.6 VAN y TIR.....	134
6.6.1 VAN	134
6.6.2 TIR.....	136
6.7 Conclusiones análisis económico	136
Capítulo 7. Análisis de Sensibilidad del régimen retributivo de la venta de electricidad.	137
Capítulo 8. Análisis de Resultados.....	141
Capítulo 9. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	143
Capítulo 10. Bibliografía.....	145
ANEXO I: Situación geográfica zonas frente a la subestación más cercana.....	154
ANEXO II: Ajustes de Weibull demarcación noratlántica.....	164
ANEXO III: Ajustes de Weibull demarcación canaria.....	168
ANEXO IV: Capacidad de acceso a la Red de Transporte y mapas del Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. REE.....	171
ANEXO V: Oleaje de las zonas de la demarcación noratlántica.....	175
ANEXO VI: Oleaje de las zonas de la demarcación canaria.....	179
ANEXO VII: Ficha técnica Vestas V236-15.0 MW™ IEC S.....	182

<i>ANEXO VIII: Parques sometidos a consulta pública.....</i>	<i>190</i>
---	-------------------

<i>ANEXO IX: Información extraída del Furow para el parque de la demarcación noratlántica</i>	<i>192</i>
--	-------------------

<i>ANEXO X: Información extraída del Furow para el parque de la demarcación canaria</i>	<i>202</i>
--	-------------------

<i>ANEXO XI: Desglose de costes para un parque eólico flotante. BVG Associates.</i>	<i>203</i>
---	-------------------

Índice de figuras

Figura 1: Curvas agregadas de oferta y demanda 01/10/2022. [4].....	14
Figura 2: Evolución de la generación de electricidad mediante tecnologías renovables en el mundo. 2000-2027. [18]	18
Figura 3: Participación anual de la generación eólica en la generación total del sistema eléctrico peninsular. [24]	19
Figura 4: Primera turbina eólica. Charles Brush 1887-1888. [25]	20
Figura 5: Parque eólico Fantanele-Cogealac. Rumania [28].	21
Figura 6: Crecimiento de la capacidad eólica instalada en Europa entre los años 2012 y 2021 [29].	21
Figura 7: Potencia eólica instalada por país [29].	22
Figura 8: Proyección del crecimiento de la energía eólica onshore, offshore y de las energías oceánicas [32].	23
Figura 9: Potencia eólica offshore instalada en Europa [29].	24
Figura 10: Primer aerogenerador marino en España [38].	24
Figura 11: Borrador del Atlas Eólico marino del IDAE [39].	25
Figura 12: Esquema de funcionamiento de un parque eólico offshore [41].	27
Figura 13: Diferentes tipos de plataformas flotantes para la instalación de aerogeneradores [42].	27
Figura 14: Metodología de trabajo. Elaboración propia.	28
Figura 15: Línea temporal relativa a la legislación para la tramitación de proyectos eólicos marinos en España. Elaboración propia.	31
Figura 16: Procedimiento vigente de Tramitación de Instalaciones renovables marinas con potencia superior a 50 MW. [46].	33
Figura 17: Hacia un sistema eléctrico 100% renovable. [57].	36
Figura 18: Cronograma orientativo para la tramitación de parques eólicos marinos en España. [39].	40
Figura 19: Las 5 demarcaciones marinas contempladas en los POEM. [63]	41
Figura 20: Línea temporal relativa a la legislación para la tramitación de proyectos eólicos marinos en España con detalle. Elaboración propia.	43
Figura 21: Pasos en el proceso de desarrollo de un parque eólico marino. Elaboración propia.	46
Figura 22: Porcentajes de contribución al coste de un parque eólico marino de las distintas actividades. [71].	47
Figura 23: Ámbito de aplicación del POEM. [11].	49
Figura 24: Zona NOR-1. [61].	52
Figura 25: Zona NOR-2. [61].	52
Figura 26: Zona NOR-3. [61].	53
Figura 27: Zona NOR-4. [61].	53
Figura 28: Zona NOR-5. [61].	54
Figura 29: Zona NOR-6. [61].	54
Figura 30: Zona NOR-7. [61].	55
Figura 31: Zona NOR-8. [61].	55

Figura 32: Zona CAN-TEN-1. [61].....	56
Figura 33: Zona CAN-TEN-2. [61].....	56
Figura 34: Zona CAN-GC-1. [61].....	57
Figura 35: Zona CAN-FV-1. [61].....	57
Figura 36: Zona CAN-FV-2. [61].....	58
Figura 37: Zona CAN-LANZ-1. [61].....	58
Figura 38: Preanálisis velocidad del viento en la demarcación noratlántica. Global Wind Atlas.....	61
Figura 39: Preanálisis velocidad del viento en la demarcación canaria. Global Wind Atlas.....	61
Figura 40: Perfil anual zona noratlántica para velocidades medias a una altura de 50 metros. Furow.....	62
Figura 41: Perfil anual zona noratlántica para velocidades medias a una altura de 100 metros. Furow.....	62
Figura 42: Perfil diurno zona noratlántica para velocidades medias a una altura de 100 metros. Furow.....	63
Figura 43: Perfil de velocidades de la demarcación noratlántica para una altura de 100 metros. Furow.....	63
Figura 44: Ajuste de Weibull para la demarcación noratlántica. Furow.....	64
Figura 45: Perfil anual zona canaria para velocidades medias a una altura de 50 metros. Furow.....	67
Figura 46: Perfil anual zona canaria para velocidades medias a una altura de 100 metros. Furow.....	67
Figura 47: Perfil diurno zona canaria para velocidades medias a una altura de 100 metros. Furow.....	68
Figura 48: Perfil de velocidades de la demarcación canaria para una altura de 100 metros. Furow.....	68
Figura 49: Ajuste de Weibull para la demarcación canaria. Furow.....	69
Figura 50: Esquema de conexión a la red eléctrica de un parque eólico marino. Elaboración propia.....	72
Figura 51: Símbolo de ampliación de subestación para conexiones de generación. [90] ..	81
Figura 52: Simulación Parc Tramuntana [96]. ..	83
Figura 53: Rosa de los vientos NOR-1. Furow.	85
Figura 54: Rosa de los vientos NOR-2. Furow.	85
Figura 55: Rosa de los vientos NOR-3. Furow.	85
Figura 56: Rosa de los vientos NOR-4. Furow.	85
Figura 57: Rosa de los vientos NOR-5. Furow.	86
Figura 58: Rosa de los vientos NOR-6. Furow.	86
Figura 59: Rosa de los vientos NOR-7. Furow.	86
Figura 60: Rosa de los vientos NOR-8. Furow.	86
Figura 61: Rosa de los vientos CAN-TEN-1. Furow.	87
Figura 62: Rosa de los vientos CAN-TEN-2. Furow.	88
Figura 63: Rosa de los vientos CAN-GC-1. Furow.	88
Figura 64: Rosa de los vientos CAN-FV-1. Furow.	88
Figura 65: Rosa de los vientos CAN-FV-2. Furow.	89
Figura 66: Rosa de los vientos CAN-LANZ-1. Furow.	89

Figura 67: Mapa batimétrico zona NOR-1.....	91
Figura 68: Mapa batimétrico zona NOR-2.....	91
Figura 69: Mapa batimétrico zonas NOR-3 y NOR-4.....	91
Figura 70: Mapa batimétrico zonas NOR-5, NOR-6 y NOR-7.....	91
Figura 71: Mapa batimétrico zona NOR-8.....	92
Figura 72: Mapa batimétrico zonas CAN-TEN-1 Y CAN-TEN-2.....	94
Figura 73: Mapa batimétrico zona CAN-GC-1.....	94
Figura 74: Mapa batimétrico zonas CAN-FV-1 y CAN-FV-2.....	94
Figura 75: CAN-LANZ-1.....	94
Figura 76: Perfil batimétrico NOR-1 a Atios	96
Figura 77: Perfil batimétrico NOR-2 a Sabón.....	96
Figura 78: Perfil batimétrico NOR-3 a Xove.....	96
Figura 79: Perfil batimétrico NOR-4 a Xove.....	96
Figura 80: Perfil batimétrico NOR-5 a Xove.....	96
Figura 81: Perfil batimétrico NOR-6 a Xove.....	96
Figura 82: Perfil batimétrico NOR-7 a Tabiella.....	96
Figura 83: Perfil batimétrico NOR-8 a Tabiella.....	96
Figura 84: Perfil batimétrico CAN-TEN-1 al Puerto de Granadilla.....	97
Figura 85: Perfil batimétrico CAN-TEN-2 al Puerto de Granadilla.....	97
Figura 86: Perfil batimétrico CAN-GC-1 a Tirajana.....	97
Figura 87: Perfil batimétrico CAN-FV-1 a Gran Tarajal.....	97
Figura 88: Perfil batimétrico CAN-FV-2 a Puerto del Rosario (Salinas).....	97
Figura 89: Perfil batimétrico CAN-LANZ-1 a Punta Grand.....	97
Figura 90: Zonas de uso prioritario para la protección de biodiversidad demarcación noratlántica. INFOMAR.....	102
Figura 91: Zonas de uso prioritario para la Defensa Nacional de la demarcación noratlántica. INFOMAR.....	103
Figura 92: Zonas de alto potencial para la conservación de la biodiversidad para la demarcación noratlántica. INFOMAR.....	103
Figura 93: Áreas identificadas por expertos en el marco del proyecto INTEMARES como valiosas o de interés para las aves para la demarcación noratlántica. INFOMAR.....	104
Figura 94: Red Natura 2000 para la demarcación noratlántica. INFOMAR.....	104
Figura 95: Zonas permanentes de ejercicios submarinos para la demarcación noratlántica. INFOMAR.....	105
Figura 96: Distribución del esfuerzo pesquero para la demarcación noratlántica. INFOMAR.....	105
Figura 97: Cables de transporte eléctrico y telecomunicaciones en la demarcación noratlántica. INFOMAR.....	106
Figura 98: Tráfico marítimo y actividad portuaria, densidad media de buques para la demarcación noratlántica. INFOMAR.....	106
Figura 99: Zonas de uso prioritario para la protección de biodiversidad demarcación canaria. INFOMAR.....	109
Figura 100: Zonas de alto potencial para la conservación de la biodiversidad para la demarcación canaria. INFOMAR.....	109
Figura 101: Áreas identificadas por expertos en el marco del proyecto INTEMARES como valiosas o de interés para las aves para la demarcación canaria. INFOMAR.....	110

Figura 102: Red Natura 2000 para la demarcación canaria. INFOMAR.	110
Figura 103: Cables de transporte eléctrico y telecomunicaciones en la demarcación canaria. INFOMAR.....	111
Figura 104: Tráfico marítimo y actividad portuaria, densidad media de buques para la demarcación canaria. INFOMAR.....	111
Figura 105: Situación geográfica de la zona de estudio NOR-4. Furow.	117
Figura 106: Situación geográfica de la zona de estudio CAN-GC-1. Furow.	118
Figura 107: Layout parque eólico zona NOR-4. Elaboración propia-Furow.	118
Figura 108: Layout parque eólico zona CAN-GC-1. Elaboración propia-Furow.	119
Figura 109: Energía generada por sector para las zonas NOR-4 (izq.) y CAN-GC-1 (dcha.). Furow.....	119
Figura 110: Pérdidas de energía debidas al efecto estela por sector para las zonas NOR-4 (izq.) y CAN-GC-1 (dcha.). Furow.	120
Figura 111: Recurso eólico para los parques de las zonas NOR-4 (izq.) y CAN-GC-1 (dcha.). Furow.....	120
Figura 112: Mapa de ruido por sector para las zonas NOR-4 (izq.) y CAN-GC-1 (dcha.). Furow.....	121
Figura 113: Costes de ambos parques. Elaboración propia.....	129
Figura 114: Estimación de los precios futuros del mercado [118].	130
Figura 115: Estimación de precios. Elaboración propia.....	130
Figura 116: VAN para distintas estimaciones de precios (Predicción mercado diario). Elaboración propia.....	137
Figura 117: VAN para distintas estimaciones de precios (PPAs). Elaboración propia.....	139
Figura 118: Evolución del LCOE de la eólica marina hasta 2020 junto con precios de adjudicación de subastas europeas a futuros. Hoja de Ruta Eólica Marina.	139

Índice de tablas

Tabla 1: Resumen de los aspectos técnicos para cada parque. Furow.	9
Tabla 2: Resumen de los aspectos económicos para cada parque. Elaboración propia.	9
Table 3: Summary of the technical aspects for each park. Furow.	12
Table 4: Summary of the economic aspects for each park. Own elaboration.	13
Tabla 5: Evolución de la potencia bruta instalada de energía eléctrica (MW). [54]	35
Tabla 6: Hitos relacionados con el despliegue de la energía eólica marina y las energías del mar en España. Período 2021-2023. [60].	38
Tabla 7: Tabla-resumen zonas de las demarcaciones noratlántica y canaria. Elaboración propia.	51
Tabla 8: Parámetros del ajuste de Weibull para la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	64
Tabla 9: Rangos de evaluación del recurso eólico en la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	65
Tabla 10: Evaluación del recurso eólico en la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	65
Tabla 11: Rangos de evaluación de la variabilidad del recurso eólico en la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	66
Tabla 12: Evaluación de la variabilidad del recurso eólico en la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	66
Tabla 13: Parámetros del ajuste de Weibull para la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	69
Tabla 14: Rangos de evaluación del recurso eólico en la demarcación canaria. Elaboración propia.	70
Tabla 15: Evaluación del recurso eólico en la demarcación canaria. Elaboración propia. ..	70
Tabla 16: Rangos de evaluación de la variabilidad del recurso eólico en la demarcación canaria. Elaboración propia.	70
Tabla 17: Evaluación de la variabilidad del recurso eólico en la demarcación canaria. Elaboración propia.	71
Tabla 18: Capacidades SET demarcación noratlántica.[92].	74
Tabla 19: Rangos de evaluación de la variabilidad de la conexión a red en la demarcación noratlántica y canaria. Elaboración propia.	76
Tabla 20: Evaluación de la conexión a red de las subestaciones en la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	76
Tabla 21: Evaluación de la conexión a red de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	77
Tabla 22: Valoración distancia a la SET de las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	77
Tabla 23: Rangos de nivel de distancia a la SET para la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	78
Tabla 24: Valoración de la necesidad de construcción de una subestación offshore en las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	78
Tabla 25: Capacidades SET demarcación canaria.[92].	79

Tabla 26: Evaluación de las subestaciones en la demarcación canaria. Elaboración propia.	80
Tabla 27: Evaluación de la conexión a red de la demarcación canaria. Elaboración propia.	81
Tabla 28: Valoración distancia a la SET de las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia.	81
Tabla 29: Rangos de nivel de distancia a la SET para la demarcación canaria. Elaboración propia.	82
Tabla 30: Valoración de la necesidad de construcción de una subestación offshore en las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia.	82
Tabla 31: Evaluación del impacto visual en cuanto a la distancia a tierra de las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	84
Tabla 32: Evaluación del impacto visual en cuanto a la distancia a tierra de las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia.	84
Tabla 33: Rango de niveles para el análisis del impacto visual respecto a la dirección del viento. Elaboración propia.	87
Tabla 34: Evaluación del impacto visual respecto a la dirección del viento para la zona noratlántica. Elaboración propia.	87
Tabla 35: Evaluación del impacto visual respecto a la dirección del viento para la zona canaria. Elaboración propia.	89
Tabla 36: Rango de niveles para el análisis de la profundidad del agua en las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	92
Tabla 37: Evaluación de la profundidad del agua para la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	92
Tabla 38: Rango de niveles para el análisis de la profundidad del agua en las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia.	95
Tabla 39: Evaluación de la profundidad del agua para la demarcación canaria. Elaboración propia.	95
Tabla 40: Rango de niveles para el análisis del oleaje en las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	100
Tabla 41: Evaluación del oleaje para la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	100
Tabla 42: Rango de niveles para el análisis del oleaje en las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia.	100
Tabla 43: Evaluación del oleaje para la demarcación canaria. Elaboración propia.	100
Tabla 44: Resultados de la coexistencia con otras actividades para las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	107
Tabla 45: Rango de niveles para el análisis de la coexistencia con otras actividades de las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	108
Tabla 46: Evaluación de la coexistencia con otras actividades para la demarcación noratlántica. Elaboración propia.	108
Tabla 47: Resultados de la coexistencia con otras actividades para las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia.	112
Tabla 48: Rango de niveles para el análisis de la coexistencia con otras actividades de las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia.	113
Tabla 49: Evaluación de la coexistencia con otras actividades para la demarcación canaria. Elaboración propia.	113

Tabla 50: Valor de ponderación para cada elemento del análisis. Elaboración propia.	113
Tabla 51: Puntuaciones para cada elemento del análisis de las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.....	114
Tabla 52: Zonas de la demarcación noratlántica ordenadas de mayor a menor puntuación. Elaboración propia.....	115
Tabla 53: Puntuaciones para cada elemento del análisis de las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia	116
Tabla 54: Zonas de la demarcación canaria ordenadas de mayor a menor puntuación. Elaboración propia.....	116
Tabla 55: Datos atmosféricos de los parques. Furow.....	122
Tabla 56: Producción de los parques. Furow.	122
Tabla 57: Suposiciones estudio económico parque eólico flotante. BVG Associates.	125
Tabla 58: Costes de inversión para el parque proyectado en la zona NOR-4. Elaboración propia.	127
Tabla 59: Costes de inversión para el parque proyectado en la zona CAN-GC-1. Elaboración propia.	127
Tabla 60: Costes de operación y mantenimiento para ambos parques. Elaboración propia.	128
Tabla 61: Costes de desmantelamiento para ambos parques. Elaboración propia.	128
Tabla 62: Precio medio anual de la electricidad en los últimos 5 años [119].	131
Tabla 63: Ingresos anuales y totales para cada parque. Elaboración propia.	132
Tabla 64: Beneficio anual neto de ambos parques. Elaboración propia.....	135
Tabla 65: VAN para cada parque. Elaboración propia.....	135
Tabla 66: Resumen de los aspectos técnicos para cada parque. Furow.	141
Tabla 67: Resumen de los aspectos económicos para cada parque. Elaboración propia. .	142

Índice de ecuaciones

Ecuación 1: Potencia eólica por área, potencia disponible.[75]	59
Ecuación 2: Energía cinética.	59
Ecuación 3: Masa de aire que atraviesa una superficie.	59
Ecuación 4: Coeficiente de potencia.[77].....	60
Ecuación 5: Distribución de Weibull. [79].....	60
Ecuación 6: LCOE.....	133
Ecuación 7: VAN.	134

Capítulo 1. MEMORIA

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

1.1.1 INTRODUCCIÓN

El hecho de que la electricidad no sea almacenable a grandes escalas y de forma rentable implica que el sistema eléctrico tenga que ser gestionado a tiempo real de forma excelente. Y no solo esto, sino que ha de poseer más capacidad de generación que de consumo en todo momento. [1]

Desde Red Eléctrica de España se estima con mucha exactitud la demanda horaria, permitiendo así que el mercado funcione de una forma más precisa.

El mercado eléctrico de España está compuesto por una serie de mercados en los cuales se gestiona la compra y venta de la energía eléctrica de la red peninsular. Surge de la liberalización del sector eléctrico en el año 1997 cuando se introdujo la Ley 54/97 del Sector Eléctrico (LSE) por la cual se elimina el sistema anterior, el “Marco Legal Estable”. [2] Esta liberalización del sector eléctrico se introdujo con el propósito de que los recursos sean asignados de forma más eficiente; se pretende la creación de mercados de libre entrada, pero asimismo se limita su papel de cierta forma. Así, las redes se abrieron a terceros mediante la creación de un mercado para comerciar con la energía y se redujo la intervención pública relacionada con la gestión del sistema eléctrico. [3]

A continuación, se describe el funcionamiento del mercado eléctrico en España actualmente, y para ello es importante distinguir entre las principales actividades involucradas en el proceso de suministro de energía eléctrica. En primer lugar, la generación de energía eléctrica, que consiste en su producción en las centrales de generación. A continuación, su transporte, desde las centrales hasta las zonas de consumo. Y por último la red de distribución que hace que los clientes finales reciban la electricidad desde los centros de transformación.

Actualmente el mercado se encuentra estructurado alrededor de un mercado mayorista “spot” de electricidad de la siguiente forma. El **mercado diario** consiste en una subasta de electricidad que sucede todos los días para cada una de las 24 horas del día posterior, por lo que realmente se podría considerar que existen 24 mercados diarios que corresponden a cada hora del día. Como es una subasta, todos los participantes del mercado diario tienen el mismo precio marcado: el punto de casación entre la oferta y la demanda. En la siguiente curva (Figura 1) se puede observar este funcionamiento. La curva verde representa la oferta de venta, siendo la verde oscura la casada; y la curva azul la oferta de compra, siendo la azul oscura la oferta de compra casada. El punto de casación se encuentra en el punto de corte de ambas rectas.

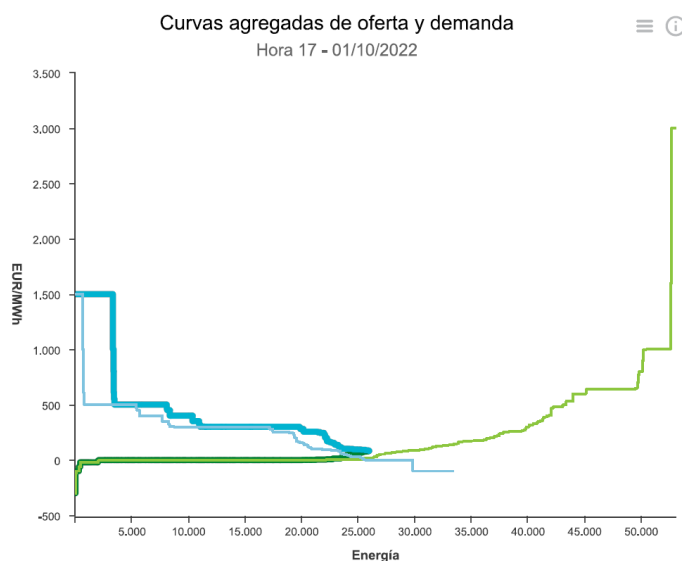


Figura 1: Curvas agregadas de oferta y demanda 01/10/2022. [4]

A parte del mercado diario, existen los **mercados intradiarios** para realizar ajustes en la producción y consumo de energía eléctrica de forma que se pueda acoplar de mejor manera a las previsiones de demanda. [5]

Observando detenidamente el mercado diario, se pueden observar algunos factores que afectan en el precio de la electricidad.

Las condiciones climatológicas, que hacen que, pese a que España sea un país con un coste variable muy bajo en renovables y recurrir a ellas sea una buena opción, no sea posible tanto como se quisiera por las cambiantes condiciones climatológicas.[6]

El mix energético y precio de los combustibles; en concreto el precio del gas, que se ha disparado en estos últimos años debido a la creciente demanda del mismo en los países asiáticos y también debido a otras circunstancias que no facilitan su transporte. Y ya que en Europa se depende del gas importado, este factor se ha acentuado notablemente en estos años [7]. Cabe destacar que el problema con el precio del gas está en el hecho de que es la última tecnología en entrar en el pool del mercado diario, por lo que marca el precio de la electricidad.

También es importante mencionar que las tecnologías como los ciclos combinados tienen unos costes adicionales por el hecho que emiten CO₂. Estos costes los fija la Unión Europea para fomentar el uso de tecnologías libres de emisiones y luchar contra el cambio climático. [8]

Todos estos factores son los que hacen que el precio de la electricidad en España haya ido a encareciéndose estos últimos años, por ello en el presente Trabajo Fin de Máster se presenta el desarrollo de las energías renovables y en especial la eólica offshore como una solución conveniente y necesaria. Haciendo especial hincapié en la tecnología flotante, se presenta un

análisis del potencial de la energía eólica flotante en las distintas regiones de España. Asimismo, por razones que se explican más adelante en la Parte I4.2, se particulariza en dos zonas de la costa española: la zona noratlántica y la zona canaria.

1.1.2 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Debido a que el precio de la electricidad se ha ido encareciendo en los últimos años en España por los motivos detallados anteriormente, este proyecto surge de la necesidad de poseer otros tipos de generación de energías que resuelvan este problema. Así, la energía eólica offshore se propone como una buena solución frente a la generación de electricidad mediante el gas, ya que potenciando su desarrollo puede llegar a resultar más económica y menos contaminante.

Además, España es un país con mucho potencial para la energía eólica offshore como se explicará en el apartado 1.2, por lo que resulta muy conveniente el análisis de su viabilidad técnica y económica.

Así mismo, gracias a los recientes avances en la tecnología, ya no son necesarias las estructuras fijas para soportar los aerogeneradores. Actualmente existen las estructuras flotantes, que permiten instalar aerogeneradores en zonas con fondos profundos o escarpados [9]. El principal problema con la costa española reside en que la Península Ibérica tiene una plataforma continental reducida. Esto quiere decir, que a medida que se aleja uno de la costa la profundidad del fondo marino aumenta considerablemente[10]. La tecnología de plataformas flotantes permite que se puedan instalar aerogeneradores en la costa española, caracterizada por tener una combinación de batimetría y ecosistema muy diversas.

Adicionalmente, el estado de la legislación en España actualmente se encuentra en progreso, habiéndose aprobado los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) el 28 de Febrero de 2023 [11]. Este documento establece las demarcaciones marinas en las que se puede ubicar energía eólica offshore y por tanto resulta de especial interés realizar un análisis del potencial de la misma, en las distintas regiones de España.

Por último, cabe mencionar que, debido a las características de sus aguas entre otras cosas, la costa noratlántica y la costa canaria son unas grandes candidatas para la instalación de aerogeneradores por su alto potencial y por ello este proyecto se centrará en ellas. Más adelante se explicará con detalle la situación de estas zonas.

1.1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

A continuación, se presenta una lista con los distintos objetivos del presente Trabajo Fin de Máster:

- Analizar el estado actual de la legislación relacionada con la energía eólica flotante en España.
- Establecer una serie de parámetros de especial importancia para saber dónde es mejor instalar un parque eólico flotante y como evaluar dichos parámetros.
- En base a los parámetros anteriores, desarrollar un modelo o sistema para caracterizar qué zonas son mejores para la construcción de un parque eólico flotante.
- Fijar qué zona de las demarcaciones noratlántica y canaria es más favorable y compararlas entre ellas técnicamente
- Realizar un análisis económico completo de las ubicaciones elegidas y comparar ambas.

1.1.4 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El Objetivo de Desarrollo Sostenible principal de este proyecto es el ODS 9: Industria, innovación e infraestructura [12]. Como se ha mencionado anteriormente, la energía eólica offshore se trata de un paso más que se puede dar en España por su futuro energético. Asimismo, la mejora de la tecnología en términos de estructuras flotantes y no fijas es muy favorable para alcanzar este ODS. España es el país ideal para ello, puesto que posee unas aguas muy profundas. En el desarrollo de patentes de estructuras flotantes para aerogeneradores, 8 de las 34 que existían en 2021 a nivel mundial eran españolas [13].

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible secundarios que persigue este proyecto son el ODS 7: energía asequible y no contaminante[14] y el ODS 11: ciudades y comunidades sostenibles[15]. La energía es el gran factor contribuyente al cambio climático, pero además es imprescindible para la vida humana, por lo que buscar soluciones sostenibles y adecuadas para la sociedad resulta de especial interés para la vida de las generaciones futuras. Además, según el informe ejecutivo de la IEA “World Energy Outlook” del año 2021 es necesario que las estrategias actuales para la reducción de los gases de efecto invernadero tengan también en cuenta la seguridad del suministro eléctrico y las repercusiones en el empleo [16]. Por lo que mediante este análisis también se busca ayudar a la creación de trabajo en industria sostenible y en su efecto también en otros sectores.

1.2 ESTADO DEL ARTE

Como se ha explicado anteriormente, el uso de las energías renovables y específicamente de la eólica flotante que está menos desarrollada que la de cimentación fija, es el objeto de especial interés en el presente Trabajo Fin de Máster. En este capítulo se explicarán diversas razones de este interés, así como el estado actual de la tecnología.

1.2.1 ENERGÍAS RENOVABLES

En primer lugar, las energías renovables no sólo son fuentes de energía limpias e inagotables, sino que además reducen la dependencia energética. Al no depender de combustibles fósiles, cada país puede tener una cierta seguridad energética si usa las energías renovables, puesto que el recurso necesario no es susceptible a relaciones con los países proveedores.

Asimismo, promueven el crecimiento económico de los propios países ya que se evitan las importaciones. No son necesarios intercambios con el exterior y, por tanto, son una gran ayuda para la creación de empleo. Cabe destacar que fomentan el desarrollo en zonas rurales, algo muy positivo para ciertos países como puede ser España. Según el informe de la IRENA (International Renewable Energy Agency) en el año 2020, 12 millones de personas trabajaron en el sector de la energía renovable [17].

Si se observan los datos de la siguiente Figura 2 obtenidos por la IEA (International Energy Agency) de la evolución histórica de la generación de electricidad mediante energías renovables en el mundo, existe una tendencia exponencial creciente. Asimismo, se prevé que esta capacidad de generación siga aumentando en los próximos años.

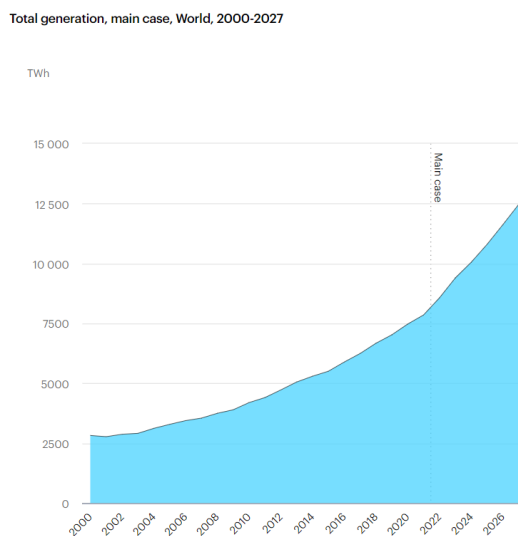


Figura 2: Evolución de la generación de electricidad mediante tecnologías renovables en el mundo. 2000-2027. [18]

Esta tendencia a que la generación de electricidad aumente, trae como consecuencia un crecimiento económico notable, así como mejoras en la calidad de vida. Además, siendo energía renovable, constituye un gran éxito en cuanto a sostenibilidad.

Pero ¿cómo surge esta transición de los combustibles fósiles a las energías renovables? Las Naciones Unidas definen las energías renovables como aquellas derivadas de fuentes naturales que se pueden reponer más rápido de lo que se consumen. Sin embargo, los combustibles fósiles tardan cientos de millones de años en regenerarse [19]. Si uno se para a pensar en la primera fuente de energía de la historia, esta es el fuego, y con los años fue evolucionando hacia el uso del vapor para mover mecanismos como la máquina de vapor de James Watt [20]. A continuación, llegaron el petróleo y el gas, que permitieron el origen de la electricidad como tal. Pero no ha sido hasta que la crisis climática se ha hecho evidente que los distintos gobiernos y organizaciones han promovido el uso de las energías renovables y la desaceleración de las no renovables.

Existen numerosas propuestas y objetivos provenientes de la Unión Europea tales como los Objetivos de Desarrollo Sostenible mencionados anteriormente en el capítulo 1.1.4. Al percatarse de que el consumo de los combustibles fósiles se estaba realizando con mayor rapidez que la regeneración de los mismos y los daños que esto implica al medio ambiente, la Unión Europea propuso como objetivos como aumentar el consumo de energías renovables al 40% para 2030 [21].

Si se pone el foco en España, en 2021 hubo casi un 47% de generación renovable y fue el segundo país europeo de mayor generación de energía eléctrica mediante solar y eólica [22]. Resulta de especial interés hacer hincapié en la energía eólica, puesto que en 2022 se alcanzó un máximo histórico anual de 61.176 GWh en España [23]. Asimismo, y como se puede observar en la siguiente Figura 3, la energía eólica fue en España la segunda fuente de generación nacional, siendo el 22,1% del mix de generación y con una tendencia creciente en los próximos años.

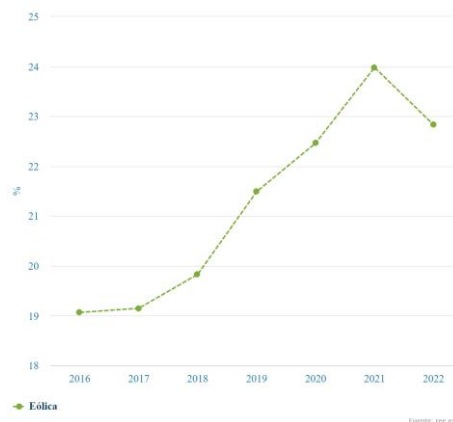


Figura 3: Participación anual de la generación eólica en la generación total del sistema eléctrico peninsular. [24]

1.2.2 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica consiste en la generación de electricidad a través del viento. Sus orígenes se remontan alrededor del año 200 a.C., cuando surgió para el bombeo de agua y la muela de grano. Poco a poco se fue extendiendo y los molinos de viento eran usados frecuentemente hasta la llegada de la Revolución Industrial, cuando se sustituyó por el vapor.

Alrededor de los años 1887-1888, el americano Charles Brush inventó la primera turbina eólica para la generación de electricidad con un rotor de 17 metros de diámetro y 144 palas de madera. Pese a ser una turbina de grandes dimensiones, solo suministraba 12 kW [25].

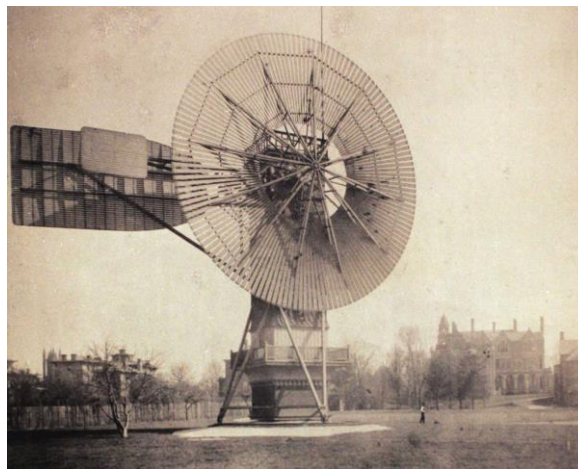


Figura 4: Primera turbina eólica. Charles Brush 1887-1888. [25]

Unos años más tarde, en 1899, el danés Poul la Cour inventó un diseño el cual está considerado como el primer generador moderno de la historia. Las bases de dicho diseño yacen en una turbina con menos palas, con la cual se obtiene mayor producción de electricidad.

Otro hallazgo importante mencionar es el Límite de Betz por el alemán Albert Betz en 1919. Según este límite se establece que un aerogenerador puede convertir como máximo un 59% de la energía cinética en energía mecánica [26]. Este hallazgo resultó ser de gran importancia para el desarrollo de los aerogeneradores modernos, que comenzó a finales del siglo XIX en Dinamarca.

Sin embargo, no fue hasta la década de 1970 con la crisis del petróleo, que la transición energética hizo que todas las miradas se pusieran en la energía eólica y volviera a estudiarse a fondo. Así, en el año 1982 se inauguró el primer parque eólico europeo en Grecia con 5 turbinas con una capacidad de 20 kW cada una [27].

Actualmente, el parque eólico de Fantanele-Cogealac en Rumania, se trata del más grande de Europa, con una capacidad instalada de 600MW y 240 turbinas. Entró en total funcionamiento en el año 2012 y genera alrededor del 10% de la energía renovable de Rumania [28].



Figura 5: Parque eólico Fantanele-Cogealac. Rumania [28].

Europa tiene a día de hoy según el informe de WindEnergy del año 2022, 236 GW de potencia eólica instalada [29], una cifra considerable. Además, si se observa la siguiente Figura 6, desde el año 2012 esta potencia instalada se ha llegado a duplicar.

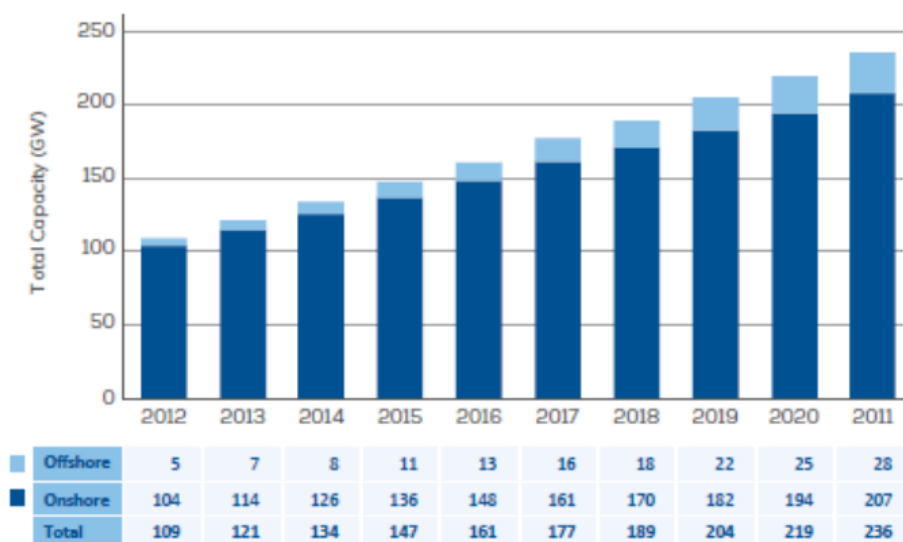


Figura 6: Crecimiento de la capacidad eólica instalada en Europa entre los años 2012 y 2021 [29].

Resulta conveniente mencionar que, de esta capacidad eólica instalada en Europa, un 12% es española, lo que nos posiciona como un país que ya posee evidente experiencia en el sector.

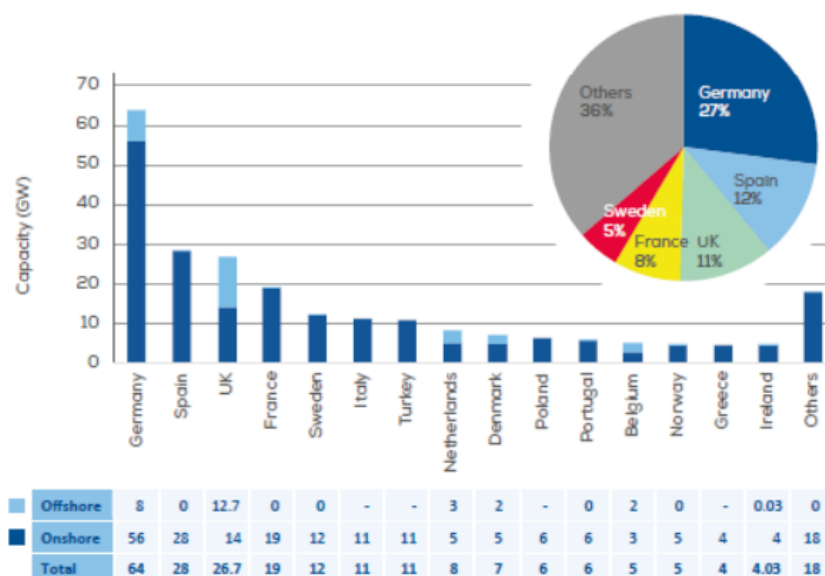


Figura 7: Potencia eólica instalada por país [29].

España posee una potencia eólica instalada de 28.000 MW y su mayor parque el Enlight Energiza Gecama con más de 300MW [30]. Con ello, evita la emisión de hasta 29 millones de toneladas de CO₂ y posibilita que aproximadamente 30.000 personas trabajen en este sector.

Si bien se ha podido observar en la Figura 6 un notable crecimiento en la capacidad eólica instalada en Europa, en esta misma figura también se puede apreciar como con los años también ha aumentado la capacidad eólica offshore. Si se puede obtener energía eólica terrestre para disminuir las emisiones de CO₂ e impulsar un futuro más sostenible, ¿por qué no ir más allá?

1.2.3 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE

La energía eólica marina u offshore consiste en el aprovechamiento del viento en los mares y océanos. Esencialmente es un tipo de energía proveniente de la solar puesto que el viento se genera debido a las diferencias de presión atmosférica debidas a las variaciones térmicas en distintas regiones de la Tierra. El Sol es lo que calienta de forma desigual la Tierra.

La razón principal de llevar la eólica terrestre a los mares y océanos, reside en que el recurso eólico es mayor en el mar que en tierra. Asimismo, al situar un parque eólico mar adentro, existe un menor impacto acústico y visual para el ser humano que si se situara en tierra. Por tanto, también se pueden instalar parques eólicos de mayores extensiones. Otra razón está en que el transporte marítimo está menos restringido en cuanto a dimensiones y carga que el terrestre, permitiendo una vez más aumentar las dimensiones de las máquinas.

Según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, la energía eólica marina se encuentra clasificada dentro del grupo de las energías del mar. Estas son aquellas que aprovechan ya sea las mareas, la salinidad, las olas del mar o el gradiente de temperaturas del océano. Si bien el resto de las energías de esta categoría pueden resultar de interés como puede ser la energía undimotriz [31], el estado del arte actual de la eólica marina se encuentra más avanzado que el resto. En la siguiente Figura 8 se puede observar la proyección de crecimiento de la energía eólica onshore, offshore y las energías marinas y como su crecimiento va concatenado, produciéndose antes del de las energías marinas el de la eólica marina.

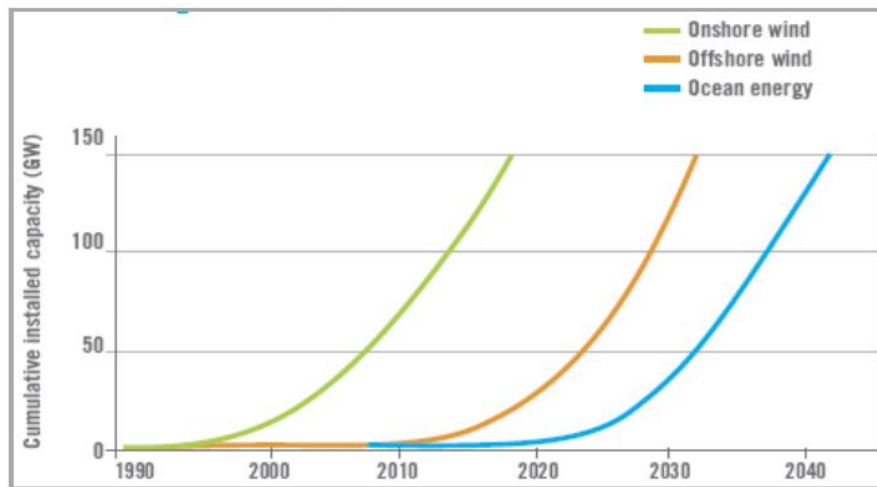


Figura 8: Proyección del crecimiento de la energía eólica onshore, offshore y de las energías oceánicas [32].

En los últimos años, nuevas e innovadoras tecnologías han ido surgiendo en este sector, permitiendo que sus costes de generación se hayan ido reduciendo y por lo tanto llevando a este tipo de energía a tener un papel de mayor importancia en el mercado eléctrico. Y sobre todo en el mercado eléctrico europeo.

El primer parque eólico offshore europeo fue construido únicamente 10 años después que el primer parque eólico terrestre. El Vineby Offshore Wind Farm construido en 1991 en aguas danesas. Poseía 11 aerogeneradores con una potencia instalada total de 5 MW [33]. Así, en los años siguientes fueron surgiendo más y más proyectos sobre todo en el Mar del Norte. En la siguiente Figura 9, se puede observar la potencia instalada a lo largo de los años en Europa y como esta tiene una tendencia creciente. A finales de 2022, la potencia eólica offshore instalada en Europa era de 28,4 GW [29].

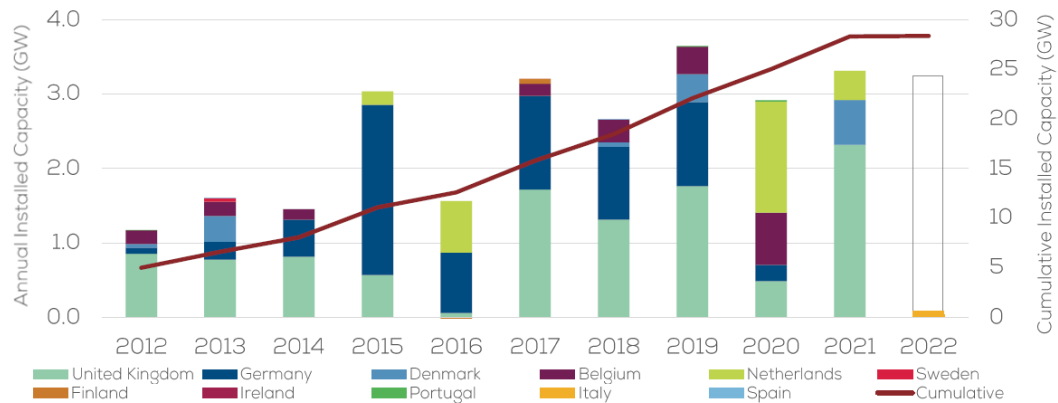


Figura 9: Potencia eólica offshore instalada en Europa [29].

Pero ¿cómo se encasilla España en el marco europeo?

Como se puede observar en la Figura 7, comentada anteriormente, España es uno de los pocos países europeos que no poseen parques eólicos offshore operativos. Pese a no tener ninguno operativo, de las 27 soluciones de energía eólica marina propuestas a nivel global, 7 son españolas [34]. Asimismo, España es el país europeo con más instalaciones de Investigación+Desarrollo de energía eólica flotante con instalaciones como la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) [35], la zona experimental de aprovechamiento de energías marinas de Punta Langosteira (La Coruña) [36] o la Plataforma de Energía Marina de Vizcaya (BIMEP) [37].

El primer aerogenerador marino español entró en operación en 2019 en las aguas de Jinámar, Gran Canaria con 150 metros de altura y cimentación de hormigón. La turbina posee una capacidad de 5 MW y puede abastecer a 5.000 viviendas [38].



Figura 10: Primer aerogenerador marino en España [38].

Si bien España no posee potencia eólica offshore instalada en sus aguas, las características de su costa la hacen de especial interés para alojar futuros parques eólicos:

- El recurso eólico marino de España demuestra un gran potencial para la instalación de parques eólicos en sus costas como se puede observar en las siguientes figuras del Atlas Eólico marino del IDAE [39]. Este, será objeto de estudio más adelante.

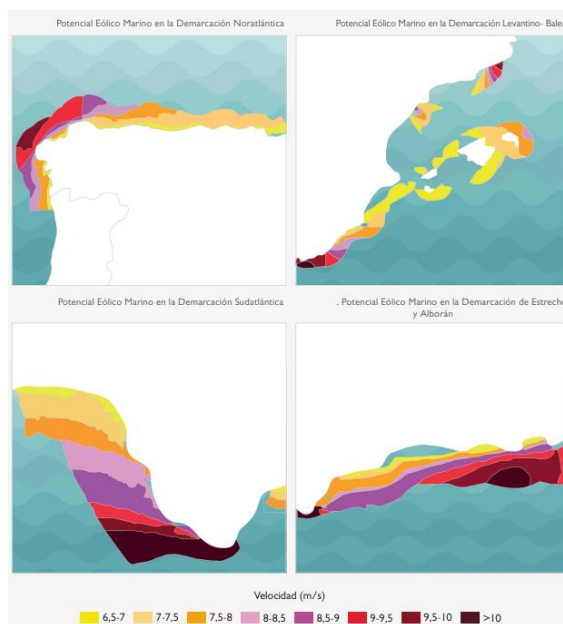


Figura 11: Borrador del Atlas Eólico marino del IDAE [39].

- España es un país ejemplar en instalaciones eólicas terrestres, por lo que es un país que ya maneja la tecnología. Ya posee experiencia en la construcción de turbinas, en su transporte e instalación. También domina la operación de dichos parques eólicos ya que actualmente es mucha la potencia eólica integrada en la red eléctrica española.
- Al fomentar este nuevo sector industrial, se estima que se pueden crear hasta 100.000 empleos [40]. Así, se contribuye a la cadena de valor de esta energía y al desarrollo tecnológico nacional. También se ayuda en el desarrollo de otros sectores como el marítimo-portuario, la energía civil o la industria de construcción naval.
- Existen numerosas empresas de ingeniería nacionales que hoy en día están presentes en proyectos eólicos marinos europeos. Fomentar la eólica marina en España, permitirá a estas empresas desarrollarse aún más y ganar presencia en el mercado.

Si bien España posee de características idóneas para el desarrollo de energía eólica offshore, existen tres elementos fundamentales para ello: la capacidad de acceso y conexión al sistema eléctrico, el modelo de negocio y la ordenación del espacio físico para los proyectos [39].

La ordenación del espacio físico para los proyectos está relacionada con los derechos de ocupación de los futuros parques eólicos. Estos derechos son otorgados por el POEM, el Plan de Ordenación del Espacio Marítimo. La conexión al sistema eléctrico ha de coordinarse también con la ordenación espacial para establecer la interconexión mar-tierra/red eléctrica. Por último, respecto al modelo de negocio, como se trata de un sector en etapas tempranas de desarrollo en España, es necesario que se vea apoyado por el marco regulatorio para perseverar. Por tanto, resulta de especial importancia el estudio de la legislación en España para poder realizar un análisis del potencial de la energía eólica en distintas regiones de España del Capítulo 2.

A pesar de haberse abordado la energía eólica offshore en su totalidad, es crucial destacar la existencia de dos tipos de tecnologías distintas: aquellas con cimentación fija y las que se basan en plataformas flotantes. La distinción principal radica en que los aerogeneradores con cimentación fija son construidos directamente sobre el lecho marino, mientras que los aerogeneradores flotantes no lo hacen. En el presente Trabajo de Fin de Máster, se focaliza el estudio exclusivamente en esta última tecnología.

1.2.4 TECNOLOGÍA FLOTANTE

La ventaja principal de las estructuras flotantes frente a las fijas está en que se puede construir un parque eólico más lejos de la costa. Con el uso de la flotante ya no hay condicionantes batimétricos geográficos. Así, al existir mayor recurso eólico lejos de la costa, se pueden instalar aerogeneradores de mayor tamaño y por tanto obtener más energía eléctrica. Otro beneficio es que permiten instalar parques eólicos con menos impacto acústico y visual que en las cercanías de la costa. También son menos invasivos sobre el fondo marino.

Su funcionamiento es como el de un parque eólico onshore, con la principal diferencia de que la electricidad tiene que ser transportada mediante cables submarinos. Las turbinas se instalan a lo largo de una superficie del océano sobre unas plataformas. Cada turbina se mueve por acción del viento sobre sus palas y a través de un buje. Mediante un multiplicador, se eleva la velocidad del eje lento al eje rápido, el cual pone en marcha el generador. El generador transforma esta energía cinética en electricidad y mediante un convertidor se transforma la corriente continua en alterna. La electricidad se transporta por el mástil del aerogenerador y mediante unos cables hacia una subestación marina y de ella se transporta a una subestación terrestre donde se incorpora a la red eléctrica. Se hace uso de una subestación marina cuando la distancia a tierra es demasiado alta, en caso contrario, se puede hacer una instalación a la subestación terrestre directamente.

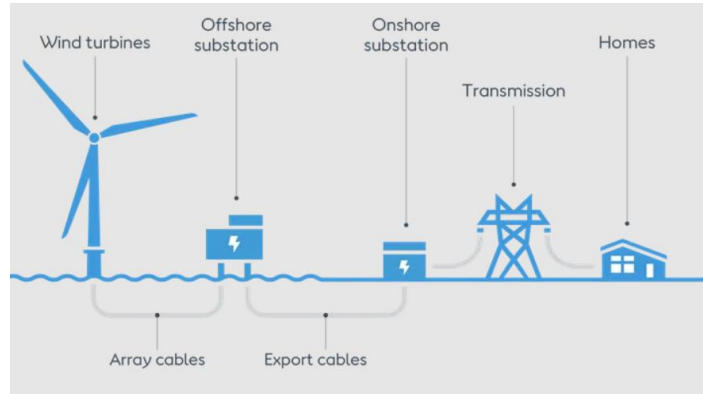


Figura 12: Esquema de funcionamiento de un parque eólico offshore [41].

Las estructuras flotantes o plataformas sobre las que se instalan los aerogeneradores pueden ser de los siguientes tipos:

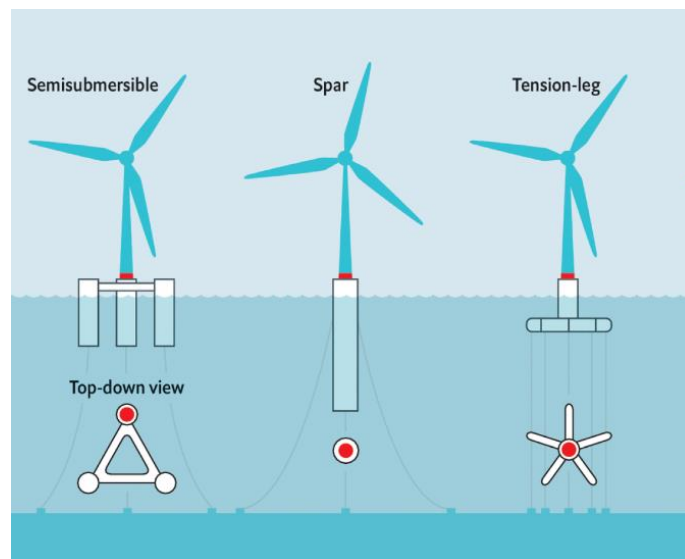


Figura 13: Diferentes tipos de plataformas flotantes para la instalación de aerogeneradores [42].

- **Semi-sumergibles:** su objetivo principal es que haya la menos superficie expuesta al agua posible a través de varios cilindros o paralelepípedos verticales unidos entre ellos.
- **Spar:** su objetivo principal es la estabilidad. Se pone mayor peso en la parte más sumergida para conservar la verticalidad. La flotabilidad viene dada por el hecho de que es un cilindro.
- **TLP-Tensioned Legs Platform:** su característica principal es el exceso de flotabilidad el cual se normaliza mediante el tensionamiento de líneas de fondeo eliminando el movimiento en el eje vertical de la plataforma.

1.3 METODOLOGÍA DE TRABAJO

La metodología de trabajo del presente proyecto es la siguiente:

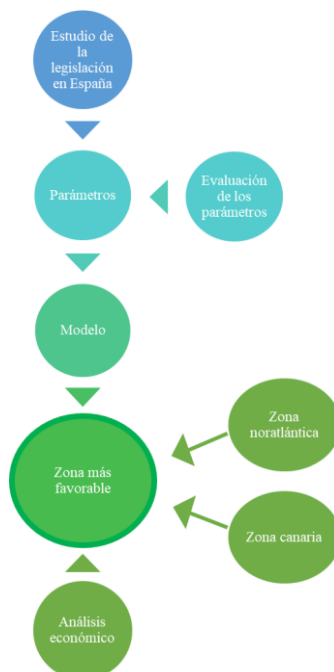


Figura 14: Metodología de trabajo. Elaboración propia.

Con la publicación por parte del Gobierno español del POEM, se comenzará por analizar la legislación en España respecto a la energía eólica flotante y el estado del arte actual para entender qué factores son importantes y poder establecer una serie de parámetros. Tras establecer estos parámetros, se desarrollará un modelo para decidir qué zona es más favorable entre la noratlántica y la canaria. Por último, se realizará un análisis económico de las zonas elegidas.

Como principal recurso para el estudio de la legislación en España se utilizará el POEM y los documentos que se puedan extraer de la página del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Para el estudio del arte se obtendrá información de fuentes como la IEA (International Energy Agency), IRENA (International Renewable Energy Agency), AEE (Asociación Empresarial Eólica) ... Entre otros.

Para la determinación de los parámetros, del modelo y de la ubicación ideal, se hará uso del software Furoow [43], ya que permite el análisis de datos de viento, calcular el recurso eólico offshore a diferentes alturas y diseñar la disposición de un parque eólico, entre otras cosas. Además, es un software que se presenta con muchos años de experiencia y expertos en el sector lo usan en su día a día [44]

Capítulo 2. REGULACIÓN/LEGISLACIÓN EN ESPAÑA

En el presente capítulo, se lleva a cabo un estudio exhaustivo de la legislación aplicable a los proyectos de energía eólica flotante en España. Se han identificado varios documentos de especial relevancia que serán analizados en detalle a continuación.

En primer lugar, destaca la "Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España", la cual se considera fundamental debido a su inclusión dentro de la "Estrategia de la Unión Europea sobre Energías Renovables Marinas". Este documento ha sido elaborado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

A partir de esta Hoja de Ruta, se ha llevado a cabo un análisis de otros documentos de importancia en el ámbito nacional, tales como el "Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030", la "Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050", la "Ley de Cambio Climático y Transición Energética", la "Estrategia de Transición Justa" y la "Estrategia Pobreza Energética".

Posteriormente, se aborda el estudio del "Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM)", el cual reviste una gran relevancia al representar un avance significativo en el camino hacia la instalación de parques eólicos flotantes en nuestro país. Este documento, el más actualizado en la materia, establece un trasfondo para el marco normativo para la organización y regulación del uso de las zonas marítimas y costeras en España.

El planteamiento inicial del presente estudio de la regulación de proyectos eólicos marinos en España incluía los documentos citados hasta ahora. Sin embargo, con su investigación, se han encontrado otra serie de documentos y leyes para tener en cuenta que se mencionarán posteriormente. Más adelante (en el apartado 2.1), se presenta una línea temporal con los documentos, leyes y reales decretos de relevancia en la legislación para la tramitación de proyectos eólicos marinos en España, y su análisis uno a uno.

Por último, se presentan una serie de conclusiones acerca del marco regulatorio aplicable a la energía eólica flotante en España, en relación con los diferentes documentos y leyes.

Respecto a los aspectos en los que se centra este capítulo se encuentra la energía eólica flotante, en España y sus aspectos regulatorios. Otros aspectos como pueden ser el resto de las energías marinas, la energía eólica de cimentación fija, la flotante en Europa proyectos de I+D o detalles no relacionados con su legislación, no se tienen en cuenta en el presente capítulo. Con este capítulo se pretende formar una idea general de cómo está la regulación en nuestro país para posteriormente saber cómo analizar distintos emplazamientos; así como ir encontrando distintos parámetros en los documentos mencionados que puedan ser de especial importancia en el próximo Capítulo 3.

2.1 LÍNEA TEMPORAL RELATIVA A LA LEGISLACIÓN PARA LA TRAMITACIÓN DE PROYECTOS EÓLICOS MARINOS EN ESPAÑA

A continuación, en la Figura 15, se presenta una línea temporal de los documentos, leyes y Reales Decretos de importancia. En color **verde**, los Reales Decretos y Reales Decreto Ley; en color **naranja** las leyes y en color el **azul** el resto de los documentos. Van precedidos de su correspondiente fecha.

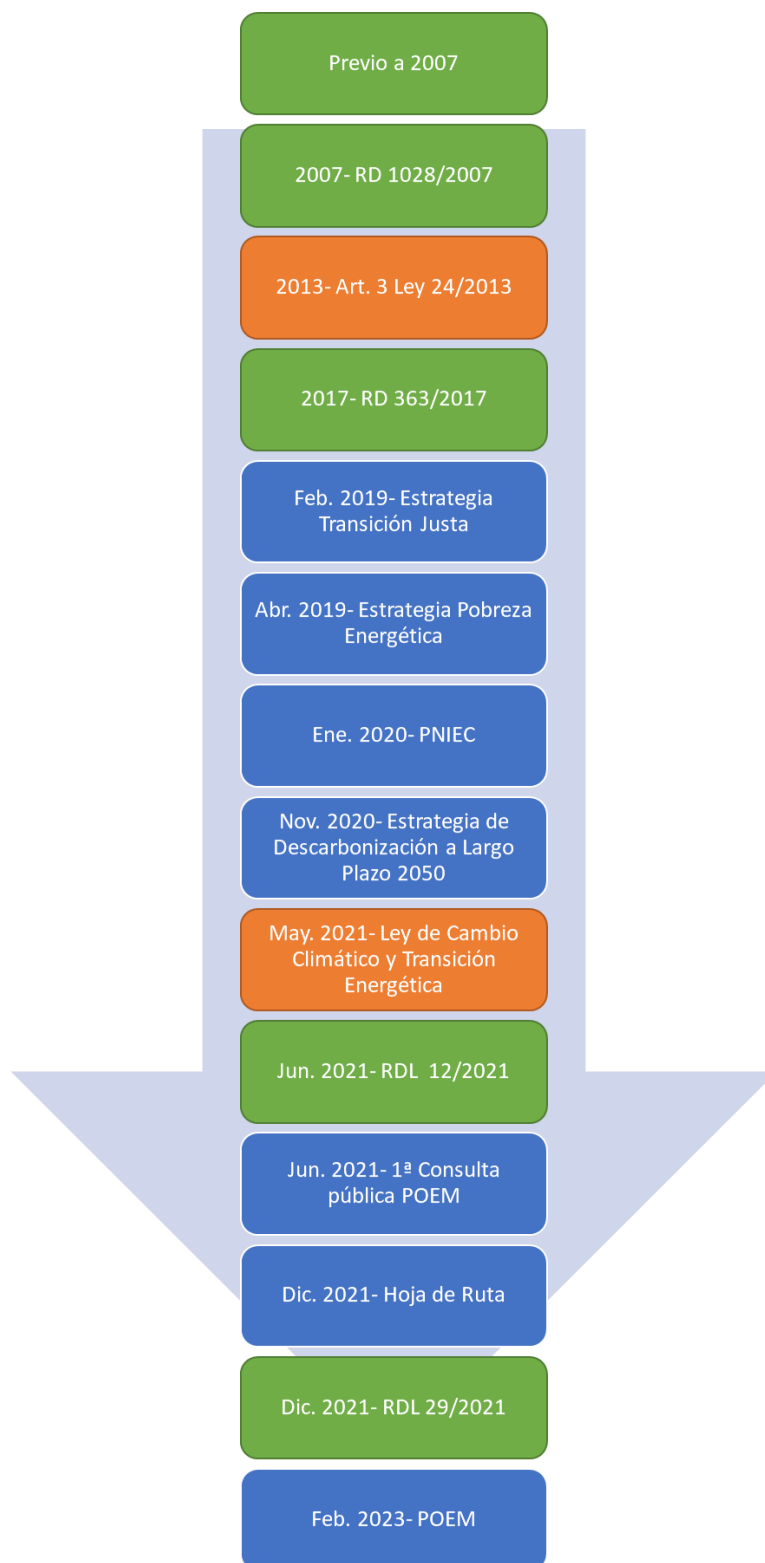


Figura 15: Línea temporal relativa a la legislación para la tramitación de proyectos eólicos marinos en España. Elaboración propia.

En esta secuencia temporal se puede apreciar cómo se remonta al año 2007 el inicio de la legislación relativa a los proyectos de energía eólica marina en España, abarcando un lapso de casi dos décadas. Además, en los últimos años se ha experimentado un notable impulso, siendo la última destacada novedad la divulgación del Plan de Ordenación de la Energía Eólica Marina (POEM) en febrero de este mismo año.

A continuación, se va a realizar un análisis de la aportación de cada documento a la legislación de la energía eólica flotante en España y aspectos de notable importancia para la tramitación de dichos proyectos.

2.2 REAL DECRETO 1028/2007

Este Real Decreto resulta de especial importancia ya que marca un antes y un después en la energía eólica marina en España.

- Hasta 2007

La normativa previa al año 2007 se focaliza en los proyectos comerciales de energía eólica marina con cimentaciones fijas. Estos solo pueden desarrollarse en áreas específicas ya que la plataforma continental española alcanza profundidades muy grandes en zonas próximas a la costa. El procedimiento de concurrencia incluía solicitar una reserva previa para la investigación del terreno para luego otorgar el permiso de explotación de dicha zona.

- Desde 2007

Al no existir un marco normativo europeo ni nacional para la ordenación del espacio marítimo, con el Real Decreto 1028/2007 [45], se crean 73 áreas eólicas marinas en forma de cuadrícula delimitada por dos paralelos y dos meridianos, con una separación de un grado entre ellos. Se realizó un Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español (EEALE) para estas áreas, clasificando algunas como aptas y otras de exclusión para la reserva de zonas por parte de los promotores de parques eólicos marinos con una capacidad superior a 50 MW.

Cuando se solicita la reserva de una zona para un proyecto, se comienza un proceso para estudiar y describir las áreas marinas afectadas. En este proceso, se recopilan todos los informes relevantes en un solo documento, que incluyen una estimación realizada por el operador del sistema y el administrador de la red de transporte, sobre la cantidad máxima de electricidad que se puede llevar a las redes eléctricas de transporte, así como el impacto que el proyecto eólico marino tendría en su entorno. Una vez que la descripción detallada del área se publique en el Boletín Oficial del Estado (BOE), se abre un proceso de competencia en el cual los interesados deben presentar las garantías necesarias y una oferta económica. Esta oferta se evalúa por un Comité establecido específicamente para valorar y comparar las propuestas.

La resolución del proceso de concurrencia (las subastas) otorga el derecho de acceso a la red de transporte para la potencia asignada en esa resolución, así como la reserva de la zona.

Para llevar a cabo las operaciones de investigación del recurso eólico en la zona correspondiente, el interesado debe obtener un título de ocupación del dominio público marítimo-terrestre. Además, el interesado tiene la exclusividad para construir y operar la instalación después de obtener todas las autorizaciones necesarias. El periodo inicial de investigación es de 2 años, con la posibilidad de una prórroga adicional de 1 año si existen demoras causadas por la administración. En la siguiente Figura 16 se presenta un resumen esquemático del proceso mencionado.

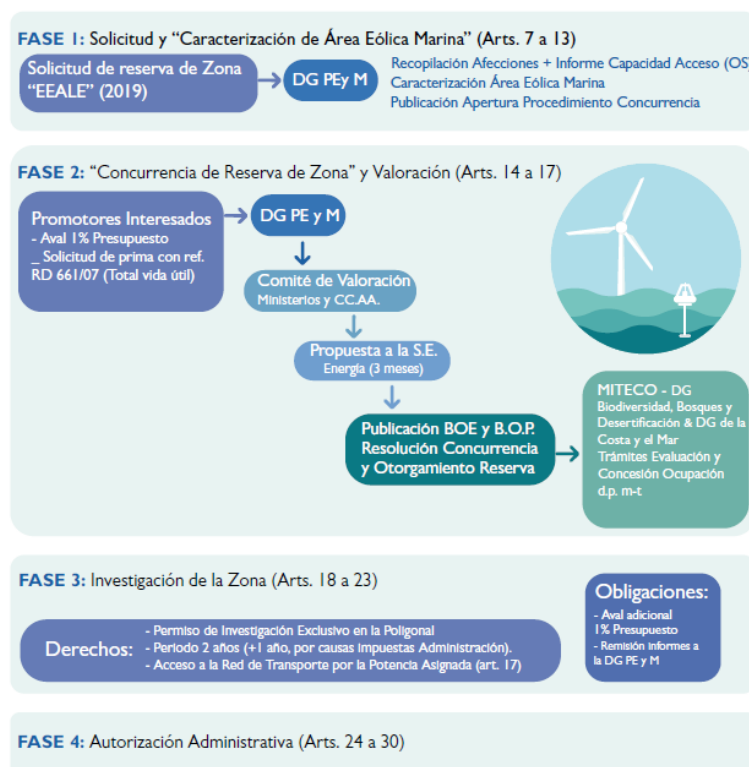


Figura 16: Procedimiento vigente de Tramitación de Instalaciones renovables marinas con potencia superior a 50 MW. [46].

2.3 ARTÍCULO 3. LEY 24/2013

Mediante el artículo 3 de la Ley 24/2013 [47], de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se establece que la autorización de las instalaciones de generación eléctrica marinas corresponde a la Administración General del Estado (AGE).

2.4 REAL DECRETO 363/2017

El Real Decreto 363/2017 [48], dispone que han de elaborarse cinco Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) uno para cada demarcación marina con la finalidad de compatibilizar las actividades y usos del espacio marino entre sí y con los valores ambientales del entorno.

2.5 ESTRATEGIA DE TRANSICIÓN JUSTA

El objetivo principal de la Estrategia de Transición Justa [49] es realizar la transición ecológica generando empleo y asegurando que ninguna persona ni región se quede atrás, es decir, maximizar la transición ecológica en cuanto a su empleo y minimizar los impactos negativos de la misma. Esta estrategia se encuentra enmarcada dentro del Marco Estratégico de Energía y Clima del Gobierno de España y tiene sus bases en el marco de la Unión Europea.

La transición ecológica resulta de gran interés para un país como España, puesto que puede ayudar a generar empleos. Sin embargo, también se corre el riesgo de que aparezcan zonas con mayor desempleo y/o en riesgo de despoblación.

Por ello, con el cambio hacia un modelo energético basado mayoritariamente en energías renovables (y en el caso que nos ocupa, el aumento de la eólica marina) surge la necesidad de tener en cuenta diversos factores como el empleo/desempleo. Así, se establecen medidas relacionadas con esto como la “Elaboración de un Plan Industrial de Energías Renovables para que la penetración de renovables lleve aparejada la creación de empleo en el tejido industrial a lo largo de toda la cadena de valor, con equilibrio territorial y dentro de las exigencias de la economía circular” [50] o políticas energéticas vinculadas al desarrollo del medio rural.

Este documento carece de carácter regulatorio, pero establece una serie de medidas a tener en cuenta a la hora de realizar distintas leyes y políticas.

2.6 ESTRATEGIA CONTRA LA POBREZA ENERGÉTICA

La Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024 [51], consiste en un documento con 4 ejes de actuación y 19 medidas para combatir la pobreza energética. Consiste en un documento sin validez regulatoria pero que sirve como base para las políticas energéticas y sociales necesarias para que la energía sea un derecho ciudadano y todo el mundo tenga un hogar con las necesidades básicas de suministros de energía cubiertas.

Pero ¿Qué encaje tiene la energía eólica marina en este documento?

Se menciona las energías renovables en su conjunto como una herramienta de energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos los ciudadanos en línea con el Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 [52].

2.7 PNIEC (PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA)

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 [53] es un documento demandado por la Unión Europea a cada estado miembro por el que se debe de ir actualizando de la medida de cumplimiento de los objetivos para su valoración y posible aplicación de actuaciones en caso de que no se estén cumpliendo.

Mediante la ejecución de este Plan, sin validez regulatoria, pero con obligación de cumplimiento ordenado por le UE, se prevé transformar el sistema energético hacia un 74% de energía renovable en la generación eléctrica a través de la aplicación de una serie de medidas.

Una de las medidas, plantea el impulso en avances técnicos en la energía eólica marina para reducir sus costes mediante la adaptación de mecanismos de apoyo público. Asimismo, se plantea la creación de programas específicos para esta tecnología en desarrollo, entre otras, adaptando las convocatorias de subastas en concurrencia al nivel de competitividad de la tecnología.

Por último, este Plan incluye la creación de una “Estrategia española para el desarrollo de la eólica marina y las energías del mar”, que estará coordinada y en concordancia con los Planes de Ordenación del Espacio Marino. Las conclusiones y metas de esta estrategia podrán ser integradas en las evaluaciones periódicas del PNIEC.

Resulta de especial importancia mencionar que a fecha del 30 de junio de 2023 se ha elaborado el borrador de actualización del PNIEC 2023-2030 abierto a consulta pública [54]. Como se puede observar en la siguiente Tabla 5, en dicho escenario de generación, se propone un incremento considerable de la capacidad de generación renovable. De notable consideración, dentro de los objetivos eólicos para 2030 se incluyen 3GW de eólica marina (en el límite superior de la Hoja de Ruta (de 1 a 3 GW)).

Parque de generación del Escenario PNIEC 2023-2030. Potencia bruta (MW)				
Años	2019	2020	2025	2030
Eólica	25.583	26.754	42.144	62.044
Solar fotovoltaica	8.306	11.004	56.737	76.387
Solar termoelectrica	2.300	2.300	2.300	4.800
Hidráulica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1.009	1.409
Carbón	10.159	10.159	0	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	600	609	470	342
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento*	6.413	6.413	8.828	18.543
Total	111.100	115.015	166.939	213.963

*Incluyendo el almacenamiento de solar termoelectrica llega a 22 GW.

Tabla 5: Evolución de la potencia bruta instalada de energía eléctrica (MW). [54]

2.8 ESTRATEGIA DE DESCARBONIZACIÓN A LARGO PLAZO 2050

La Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 [55] busca llegar a la neutralidad climática para 2050 mediante la transformación del sistema energético. Con el fin de alcanzar dicho objetivo, se requerirán modificaciones sustanciales en la configuración del sistema energético. En este contexto, tanto la Energía Eólica Marina como las Energías del Mar surgen como una opción complementaria al progreso de las fuentes de energía renovable en tierra firme.

La forma de alcanzar estos objetivos se propone mediante gobernanzas, coordinación y colaboración de las distintas Comunidades Autónomas y entidades locales. Propone medidas sin validez regulatoria.

2.9 LEY DE CAMBIO CLIMÁTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética [56] establece una serie de medidas regulatorias y económicas para conseguir la neutralidad climática en España. Esta normativa impulsa enormemente el desarrollo de las fuentes de energía renovable en España, entre otras cosas. Logra esto al introducir objetivos de penetración renovable en el marco legislativo y al establecer un marco previsible para su implementación a través de subastas. En estas subastas, se establece como variable el precio de retribución de la energía generada. Asimismo, se puede diferenciar entre tecnologías, nivel de madurez tecnológica y criterios de ubicación. A continuación, en la Figura 17, se pueden observar las principales aportaciones de las energías renovables a los objetivos de esta Ley.



Figura 17: Hacia un sistema eléctrico 100% renovable. [57].

2.10 REAL DECRETO LEY 12/2021

En Real Decreto-Ley 12/2021 [58] “se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de

regulación y de la tarifa de utilización del agua.” En lo que al presente Trabajo de Fin de Máster respecta, por medio de este Real Decreto- Ley, se establece que a tal fecha no se admiten nuevas solicitudes para su autorización administrativa y reserva de zona marina. Es decir, suspende el marco normativo establecido por el Real Decreto 1028/2007. Con ello se pretende que la Administración desarrolle un nuevo marco normativo nuevo en el que se tengan en cuenta la futura Hoja de Ruta y los futuros POEM.

2.11 PRIMERA CONSULTA PÚBLICA POEM

La primera consulta pública o “trámite de audiencia e información pública” de los POEM se realiza el 7 de junio de 2021 y está presente en el RDL 12/2021. Con ello, se avanza un paso más en la obtención de un marco para la ordenación del espacio marino.

2.12 HOJA DE RUTA EÓLICA MARINA Y ENERGÍAS DEL MAR EN ESPAÑA

La Hoja de Ruta [39] tiene los siguientes 4 objetivos fijados:

- Que España sea un país europeo de referencia por su desarrollo tecnológico y su innovación ambiental en las energías renovables en el medio marino.
- Que además sea referente internacional en lo que respecta a sus capacidades industriales y la cadena de valor del sector.
- Impulsar el desarrollo de las energías renovables marinas.
- Crear un marco estatal apropiado con el objetivo de facilitar el despliegue ordenado de las fuentes de energía renovable marina, asegurando así su implementación eficiente y organizada.

Por consiguiente, este documento constituye un sólido fundamento para ser considerado en el ámbito legislativo. Si bien una parte de este se centra en la regulación, es importante destacar que carece de validez regulatoria, se trata de una declaración de intereses.

En este documento se explica que para el desarrollo energético marino (dentro del cual se encuentra la energía eólica offshore), son necesarias ciertas autorizaciones, así como los títulos de ocupación de los distintos terrenos. De que estos procedimientos se realicen adecuadamente de forma íntegra y ordenada es responsable la Administración. Por ello ha establecido que el desarrollo de estas energías han de hacerse de acuerdo con los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo. Este documento sirve para la realización de un futuro marco normativo y para que todas las partes involucradas sean capaces de coordinarse. De esta forma, está incluida en la Reforma C7R4 en el “Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia” [59] del MITECO.

Resulta de especial importancia mencionar que la "Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España" es del mes de diciembre de 2021. En

ella se hace especial mención al procedimiento administrativo vigente hasta dicha fecha (capítulo 2.2).

Si bien este procedimiento de tramitación tiene como fecha el año 2007, en los últimos años se han hecho grandes avances en este sector. Avances también relacionados con el marco europeo y nacional, que urgen a la adaptación de este procedimiento administrativo vigente en sintonía con la situación actual.

Algunos factores que han de tenerse en cuenta para adaptar el procedimiento administrativo vigente de especial importancia son los siguientes hitos incluidos dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia:

Número	Medida	Hito	Nombre	Tiempo		Descripción de cada Hito y Objetivo
				Trimestre	Año	
112	C7.R4	Hito	Hoja de Ruta de la energía eólica marina y otras energías del mar.	T4	2021	Publicación de la Hoja de Ruta de la Energía eólica marina y otras energías del mar.
113	C7.R4	Hito	Entrada en vigor de las medidas reglamentarias identificadas en la Hoja de Ruta de la energía eólica marina y otras energías del mar.	T2	2023	Entrada en vigor de las principales medidas reglamentarias identificadas en la Hoja de Ruta de la energía eólica marina y otras energías del mar; para promover la investigación y la innovación, así como apoyar el despliegue de tecnologías flotantes. Medidas clave: - La aprobación definitiva de los planes de ordenación del espacio marítimo, - La mejora de la coordinación de la planificación de la red y de la estrategia marina y la actualización del marco reglamentario.
116	C7.I1	Hito	Nuevos proyectos, tecnologías o instalaciones de infraestructuras de energías renovables marinas.	T3	2023	Al menos seis avances adjudicados que fomenten nuevos proyectos, tecnologías o instalaciones de infraestructuras de energías renovables marinas. Los seis avances deben contribuir a la ejecución de proyectos de energías renovables marinas en España. Los avances podrán incluir a PyMes con actividades de energías renovables marinas que reciban subvenciones, préstamos o inversiones en capital, participen en la contratación pública precomercial, así como subvenciones concedidas directamente a proyectos marinos de energías renovables o a un prototipo de una nueva tecnología de producción o un despliegue de energías renovables marinas.

Tabla 6: Hitos relacionados con el despliegue de la energía eólica marina y las energías del mar en España. Período 2021-2023. [60].

Notar que de estos hitos y objetivos actualmente se han cumplido los correspondientes al año 2021 y al segundo trimestre de 2023, con la aprobación definitiva de los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo en febrero de 2023. Estos últimos resultan de especial importancia, por lo que se realizará su análisis en el capítulo 2.14.

La Hoja de Ruta presenta también una serie de medidas y líneas de acción divididas en cuatro secciones: “España como ubicación de referencia para el I+D+i en tecnologías renovables

marinas”, “Acompañamiento e impulso de la cadena de valor”, “Marco claro y previsible para el despliegue de la generación renovable marina” y “Gobernanza”.

Respecto a la primera y segunda línea de acción, no se entrará en detalle puesto que van en relación con los proyectos de I+D+i y el impulso de la cadena de valor respectivamente, y no están relacionadas con aspectos legislativos.

La tercera línea de acción “Marco claro y previsible para el despliegue de la generación renovable marina” posee una serie de medidas de especial interés en el presente análisis de la legislación en España.

- **Medida 3.1: Definición y aprobación en los POEM de la zonificación para el desarrollo de parques eólicos marinos.**

Una vez más, se resalta la significativa relevancia de estos Planes para garantizar que la implementación de proyectos de generación renovable marina se realice de manera armónica con la preservación de los recursos naturales del entorno marítimo, el tráfico marítimo, la seguridad en la navegación y la coexistencia armoniosa con otras actividades y aprovechamientos llevados a cabo en dichas áreas.

- **Medida 3.2: Elaboración y publicación de visores geográficos con información relativa al recurso eólico marino y de las Energías del Mar en España, y a las zonas establecidas en los POEM.**

Si bien esta medida no tiene relación con la legislación en España, resulta de especial importancia mencionarla puesto que este visor geográfico con la información del POEM será más adelante una herramienta recurrente para la definición y evaluación de los distintos parámetros de importancia para analizar el potencial de la energía eólica flotante en las distintas regiones de España [61].

- **Medida 3.3: Coordinación del marco de acceso y conexión y nuevos modelos de gestión de las redes eléctricas.**

Con esta medida se pretende integrar en el sistema eléctrico a las energías marinas y busca que se prevea su funcionamiento dentro del sistema eléctrico y se vayan realizando las adaptaciones necesarias.

- **Medida 3.4: Adecuación del marco administrativo de autorización de instalaciones renovables marinas.**

Como bien se ha comentado anteriormente, actualmente se encuentran suspendidas las leyes por las que se establece el marco administrativo para la autorización de instalaciones renovables marinas. Por ello, esta medida busca la actualización de este.

Propone el siguiente cronograma basado en plazos-objetivo:



Figura 18: Cronograma orientativo para la tramitación de parques eólicos marinos en España. [39].

De esta forma, han de realizarse una serie de cambios en algunas Leyes y Reales Decretos. En primer lugar, se debe adaptar a las zonas de los POEM los accesos y conexiones a Red.

Asimismo, ha de actualizarse o sustituir el Real Decreto 1028/2007 que establecía un procedimiento administrativo para estas tramitaciones. Por último, también han de realizarse cambios en los plazos de los distintos permisos y adaptarlos a la complejidad que tiene la construcción de un parque eólico marino.

La cuarta línea de acción, gobernanza, busca que se tengan en cuenta todas las estipulaciones de la Hoja de Ruta en la creación de la nueva normativa, así como la actualización de esta en 2025 para poder lograr los objetivos previstos por el PNIEC.

2.13 REAL DECRETO LEY 29/2021

Este Real Decreto Ley 29/2021 [62], hace dos matizaciones sobre el Real Decreto Ley 12/2021 por el que se suspendió el marco normativo de 2007:

- Excluye de esta suspensión a los proyectos marinos que ya tuvieran autorización previa.
- Excluye también a aquellos proyectos de I+D+i.

2.14 POEM (PLANES DE ORDENACIÓN DEL ESPACIO MARÍTIMO)

Los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo [63] han sido aprobados el 28 de Febrero de 2023, y resultan ser el instrumento más reciente para que la Administración realice una normativa para la tramitación de parques eólicos marinos. Resulta de especial interés su estudio puesto que se encuentran recién aprobados y tienen una vigencia de 6 años. Estos Planes, tienen como objetivo la buena gestión de las actividades marítimas y el aprovechamiento de los recursos costeros y marinos de forma sostenible, proveyendo de una serie de directrices para las distintas actividades e interacciones en el entorno marino.

La realidad se encuentra en que no existe un único POEM, sino uno por cada demarcación marina española, como se puede observar en la siguiente Figura 19:



Figura 19: Las 5 demarcaciones marinas contempladas en los POEM. [63]

Si bien las estrategias marinas son una base para las políticas, no son una política en si, como indica la Ley 41/2010 [64]. Pero son buena herramienta para su creación.

Sin embargo, ¿Qué contienen estos Planes?

Pautas de ordenación, principios de coexistencia sostenible, pautas para la incorporación de relaciones entre tierra y mar y delimitación de áreas con sus respectivos mapas.

Se encuentran estructurados en los siguientes 5 bloques:

1. Contexto y ámbito de aplicación
2. Principios y objetivos
3. Diagnóstico de la distribución espacial de los usos, actividades e intereses existentes, además de las interacciones tierra-mar, en cinco documentos independientes, uno para cada una de las cinco demarcaciones marinas.
4. Disposiciones de ordenación y criterios aplicables. Se identifican zonas de usos prioritarios (ZUP) y zonas de alto potencial (ZAP) para diferentes usos.
5. Seguimiento

En el presente estudio, es de especial interés las zonas de alto potencial. Estas son aquellas clasificadas para actividades que puedan desarrollarse en un futuro. También existen las zonas de uso prioritario que están reservadas para actividades de interés general. De las zonas de alto potencial son fundamentalmente relevantes las zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina.

Estas zonas poseen una serie de criterios técnicos que serán de especial ayuda para seleccionar una serie de áreas posteriormente en el 49Capítulo 4.

Asimismo, la ordenación está regida por una serie de características:

- Se evitará que no se ocupen estas zonas por otro tipo de actividades que pongan en peligro los parques eólicos marinos en estas zonas. Esto será garantizado por las distintas administraciones competentes.
- Una vez instalados los parques eólicos marinos, pueden surgir nuevas medidas de ordenación de usos y actividades para garantizar su correcto progreso.
- Las zonas delimitantes para otros usos con estas zonas han de facilitar el paso del cableado y subestaciones para poder conectar los parques eólicos marinos con tierra.

Debido al complejo reparto de responsabilidades en la gestión y planificación de las actividades humanas en el entorno marino español, en este documento se hace también un llamamiento a la coordinación interadministrativa para el buen funcionamiento de todo el proceso.

En conclusión, estos Planes proporcionan directrices para las actividades en el medio marino, la construcción de parques eólicos marinos en este caso, facilitando un marco cartográfico para la instalación de estos.

2.15 CONCLUSIONES REGULATORIAS

En la siguiente Figura 20 se puede observar una ampliación de la Figura 15 en la que se han incluido pequeños resúmenes de la importancia de cada documento.

Como se ha podido observar la legislación referente a la energía eólica marina en España ha pasado por diversas fases y es mencionada en varios documentos tanto con carácter regulatorio como sin él en los últimos años.

Si bien se han establecido objetivos y directrices de energías renovables y energía eólica marina en España, actualmente no existe legislación vigente, puesto que el Real Decreto 1028/2007 se encuentra suspendido.

Por ello, urge la creación de un marco regulatorio que permita el avance de esta tecnología en España como bien han manifestado diversos organismos como la Asociación Empresarial Eólica (AEE) [65]. Empresas como Iberdrola, hacen especial hincapié en que el tiempo de construcción de un parque eólico marino puede durar entre 7 y 10 años [66]. Si el reto propuesto es conseguir entre 1 y 3 GW de eólica marina en España [67] resulta conveniente acelerar el desarrollo y aprobación del marco regulatorio.

Adicionalmente, con la proclamación de los POEM se ve reflejada la importancia de un análisis exhaustivo de la localización de los futuros parques eólicos flotantes en España. Siendo este uno de los pocos pasos que se pueden llevar a cabo hasta que exista un marco normativo para ellos.



Figura 20: Línea temporal relativa a la legislación para la tramitación de proyectos eólicos marinos en España con detalle. Elaboración propia.

Capítulo 3. PARÁMETROS EN EL ANÁLISIS

En el presente capítulo se exponen los distintos parámetros para tener en cuenta en el análisis del potencial de la energía eólica flotante en las distintas regiones de España. Las regiones evaluadas en el análisis en el Capítulo 4. , son aquellas incluidas en las demarcaciones noratlántica y canaria establecidas por el POEM [68].

Para tal fin, inicialmente se realiza una descripción de los principales pasos para la construcción de un parque eólico flotante. Mediante este estudio, en conjunción con la investigación previa sobre la normativa en España (Capítulo 2.) surgen los mencionados parámetros.

3.1 PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO FLOTANTE

Para llegar a instalar un parque eólico marino, ya sea de cimentación fija o flotante, son necesarias una serie de fases para su futuro buen funcionamiento.

3.1.1 DESARROLLO DEL PROYECTO

En primer lugar, es necesario garantizar que la construcción de dicho parque sea viable, rentable y pueda ser aprobado en el consecuente proceso de concurrencia legislativo que permita su desarrollo. Para ello, se selecciona el emplazamiento, se realiza una planificación ambiental y se selecciona la tecnología a implementar, así como sus componentes. Con estas acciones realizadas, se llevan a cabo estudios de viabilidad de la ubicación teniendo en cuenta que también han de adquirirse los permisos de conexión a red y construcción del parque eólico. [69]

Es de especial importancia la realización de estudios medioambientales para recopilar datos sobre el entorno sobre el que se va a instalar el parque eólico, para poder analizar el recurso eólico, decidir la disposición de los generadores y saber que impacto sobre la fauna y flora puede tener.

3.1.2 DISEÑO DE DETALLE Y PLANIFICACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN

Una vez establecida la viabilidad del proyecto, se diseña el parque eólico per se: se determina el número y tamaño de los aerogeneradores, su distribución para aprovechar el recurso eólico, el funcionamiento de la estructura flotante, se diseña el sistema eléctrico, el cableado, su disposición, su conexión a red...

Asimismo, se realiza un plan de construcción y de mantenimiento, se diseña el modelo operativo, se propone un plan de desmantelamiento y se diseña la conexión a red.

Con todos estos factores establecidos, se realizan las tareas financieras correspondientes para asegurar el correcto desarrollo del proyecto: se seleccionan los proveedores y contratistas y se lleva a cabo el cierre financiero del proyecto.

3.1.3 CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE

El último paso es la propia construcción del parque, su instalación, puesta en marcha y conexión a la red eléctrica. Constituye un gran reto puesto que la instalación se realiza en alta mar donde son frecuentes las condiciones meteorológicas adversas.

En el caso de los parques eólicos con estructuras flotantes, es común que las plataformas sean construidas en áreas terrestres, como astilleros, y posteriormente sean botadas al mar utilizando diferentes métodos, como rampas de botadura, barcasas semi-sumergibles, diques secos o flotantes. Cuando las plataformas han sido botadas, se procede a ensamblar los aerogeneradores. La unidad formada por el flotador y el aerogenerador es remolcada hasta el lugar específico en aguas profundas donde se lleva a cabo la conexión de los anclajes y los cables.

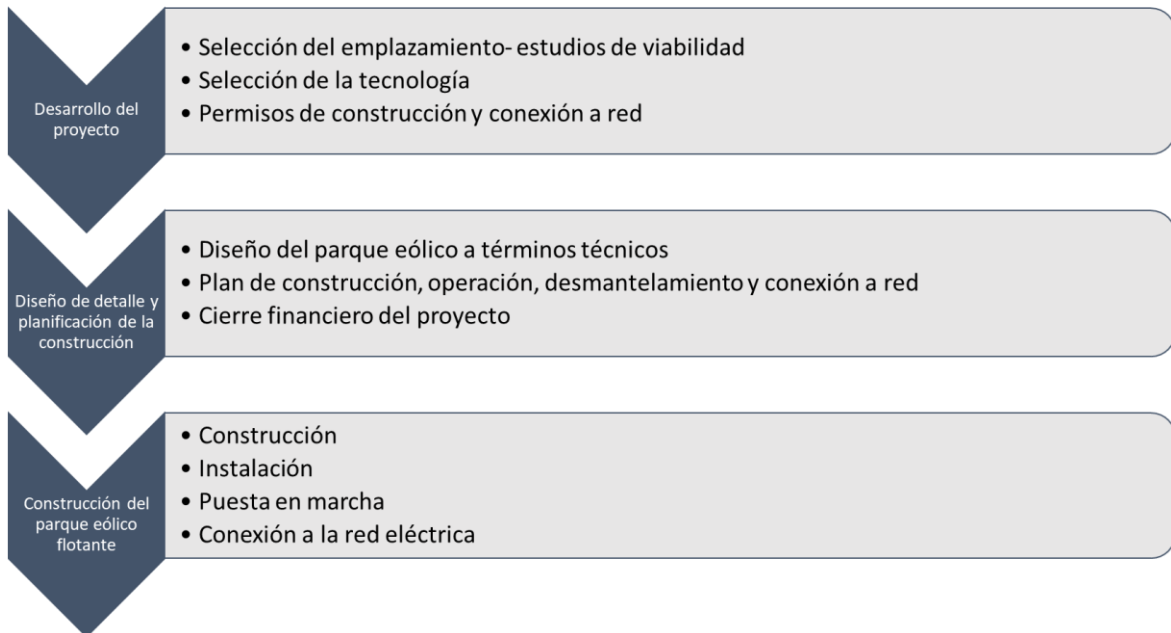


Figura 21: Pasos en el proceso de desarrollo de un parque eólico marino. Elaboración propia.

En la Figura 21, se puede observar de manera esquematizada los pasos necesarios para construir un parque eólico marino. Si bien todos los pasos son esenciales para la correcta consecución del proyecto, resulta de especial importancia que se seleccione apropiadamente la ubicación de este, puesto que tiene una repercusión directa sobre el resto de las fases del proyecto.

Asimismo, seleccionar adecuadamente la ubicación es importante desde la perspectiva financiera ya que los proyectos en aguas más profundas y alejadas de la costa tienen más costes de instalación y material [70]. Como se puede observar en la siguiente Figura 22, el gráfico presenta la contribución de cada elemento al LCOE (Levelised Cost of Energy) y al seleccionar una ubicación u otra estas contribuciones pueden aumentar o disminuir.

Por todo esto, resulta de especial importancia desarrollar un sistema para la elección de la ubicación de los futuros parques eólicos en la costa española.

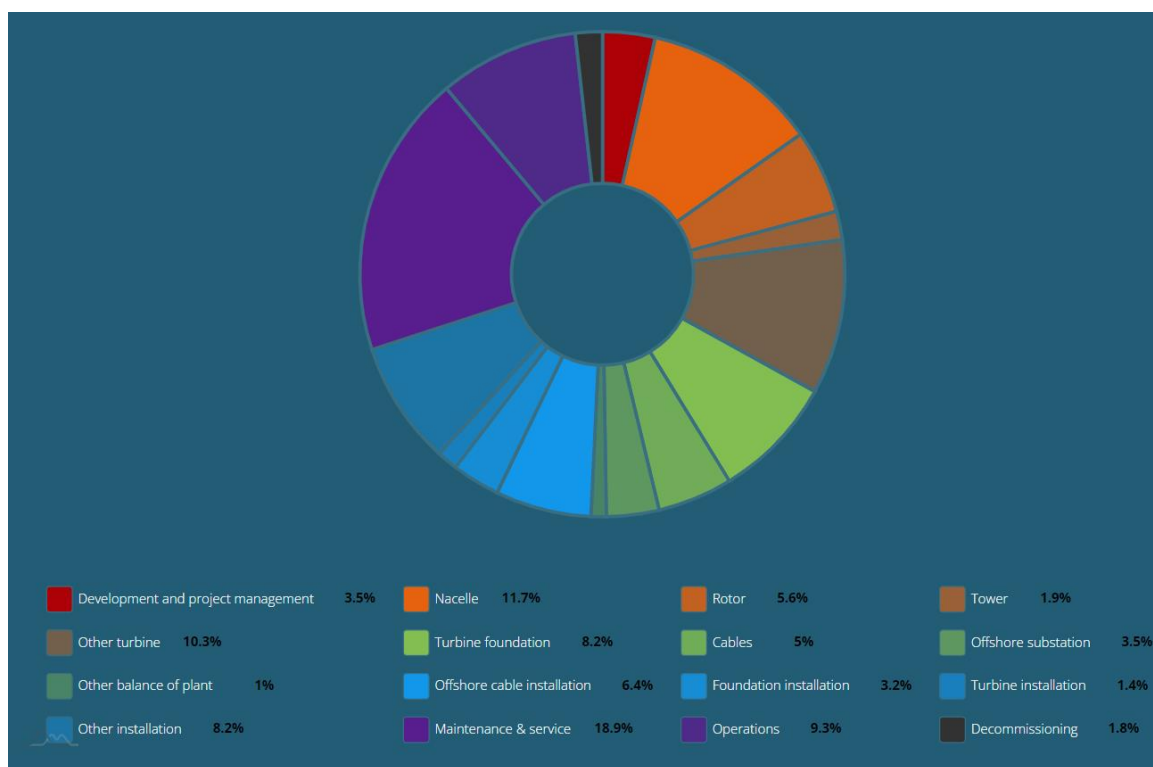


Figura 22: Porcentajes de contribución al coste de un parque eólico marino de las distintas actividades. [71]

3.2 PARÁMETROS

A continuación, se detalla una lista de los parámetros a tener en cuenta en la elección de la ubicación de un parque eólico flotante en España, acompañada de la explicación sobre la razón por la cual se investigan y los criterios que deben cumplir. Su evaluación se realizará en el siguiente capítulo: Capítulo 4. Modelo/Sistema desarrollado.

- Recurso eólico. Viento.

El recurso del que trata la energía eólica es el viento, por lo que es esencial que los parques eólicos sean técnicamente viables en este aspecto. Según diversas fuentes se establece que para turbinas entre 80 y 100 metros de alto ha de haber velocidades de viento superiores a 7 m/s [72].

- Impacto visual y profundidad del agua

La distancia a la costa y la profundidad del agua son factores cruciales al seleccionar la ubicación de un parque eólico flotante. Es necesario evaluar la proximidad a la costa para minimizar los costos de instalación y mantenimiento, y determinar la profundidad del agua para asegurar que las estructuras flotantes sean adecuadas y estables en esas condiciones. Asimismo, la distancia a la costa afecta al impacto visual de un parque eólico [73].

- Conexión a red eléctrica

La elección de la ubicación de un parque eólico flotante debe considerar la viabilidad de su conexión a la red eléctrica. La proximidad a la infraestructura de transmisión existente y la capacidad de la red para absorber y distribuir la energía generada son aspectos fundamentales que se deben evaluar para garantizar una conexión eficiente y confiable.

- Oleaje

Evaluar la altura y la frecuencia de las olas, es esencial para diseñar y dimensionar adecuadamente las estructuras flotantes y garantizar su estabilidad operativa a largo plazo [74].

- Coexistencia con otras actividades

Evaluar el impacto en la navegación, la pesca, el turismo u otras actividades económicas y medioambientales es crucial para minimizar conflictos y promover la armonía entre las diferentes partes interesadas en la zona seleccionada.

Capítulo 4. MODELO/SISTEMA DESARROLLADO

En el presente capítulo se expone el modelo desarrollado para la determinación de la zona más adecuada para la instalación de un parque eólico marino en las demarcaciones noratlántica y canaria establecidas por el POEM.

En el apartado 4.1 se explica cómo se ha desarrollado el sistema. A continuación, en el apartado 4.2 se justifica el porqué de elegir las demarcaciones canaria y noratlántica existiendo también la levantino-balear, la de estrecho y Alborán y la sudatlántica como se puede observar en la Figura 23:

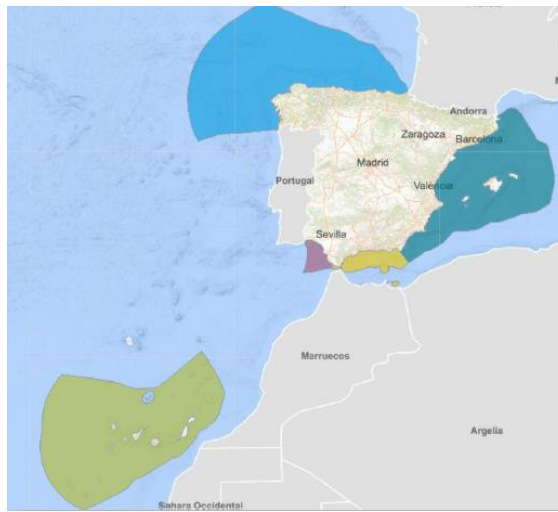


Figura 23: Ámbito de aplicación del POEM. [11].

A continuación, se realiza una primera introducción a todas las zonas y un análisis previo con algunas características destacables de cada una de ellas.

Posteriormente, se realiza la evaluación detallada de cada parámetro, llegando al apartado final, el apartado 4.9: Balance global, en el cual se llega a una conclusión sobre la zona más favorable en cada demarcación.

4.1 EXPLICACIÓN DEL SISTEMA DESARROLLADO

Para determinar que zonas dentro de las demarcaciones noratlántica y canarias son más apropiadas para la instalación de un parque eólico flotante, se ha desarrollado un sistema por el cual se han establecido distintos parámetros de importancia (expuestos en el capítulo anterior). Para cada parámetro puede existir uno o varios elementos que evaluar. A cada elemento se le ha asignado un rango para establecer su puntuación, y un valor de su ponderación. La puntuación comprende los valores del 1 al 3, siendo 3 lo más adecuado y 1 lo menos. Para cada puntuación de cada elemento se le ha asignado un rango distinto, pues se están considerando distintos aspectos evaluados de distintas formas: recurso eólico como velocidad en m/s, distancia a la subestación en metros.... En cuanto al valor de ponderación, se han asignado valores del 1 al 10, siendo 10 el aspecto con mayor peso para el modelo (en este caso el recurso eólico).

Si bien los valores de ponderación para cada elemento son el mismo en ambas demarcaciones, los rangos para la puntuación de cada elemento se han asignado de forma distinta para ambas demarcaciones ya que tienen características diferentes.

De esta forma, se ha realizado una tabla para cada zona (expuestas en el apartado 4.9) con dichos elementos, la puntuación de cada uno de ellos y la puntuación total de cada una de las zonas para ambas demarcaciones y así poder establecer la zona más adecuada.

4.2 JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN LAS DEMARCACIONES MARINAS

Debido a una combinación de factores favorables, las zonas canarias y noratlánticas del Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) de España se destacan como áreas de gran importancia para la implementación de la energía eólica marina. Estas regiones tienen excelentes recursos eólicos debido a los vientos constantes y fuertes, lo que las convierte en lugares perfectos para la producción de energía renovable. Así mismo, tienen una amplia área marina disponible, lo que facilita la operación de aerogeneradores marinos y la infraestructura relacionada. El área noratlántica comprende casi 2.700 km² y la canaria de aproximadamente 562 km² [75]. Al seleccionar estas áreas para establecer parques eólicos marinos, se fomenta la producción de energía limpia y sostenible, lo que ayuda a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y combatir el cambio climático de dichas zonas. Además de las ventajas ambientales, la energía eólica marina ofrece un gran potencial económico. La creación y funcionamiento de parques eólicos marinos crea puestos de trabajo en una variedad de campos, como la ingeniería, la construcción y el mantenimiento de equipos, lo que puede impulsar la economía tanto local como regional, lo que resulta altamente beneficioso para los territorios insulares.

En la siguiente Tabla 7 se puede observar el área y una aproximación de la distancia a tierra de cada una de las zonas. Resulta destacable que el área establecida por el POEM para la zona noratlántica resulta notablemente mayor que para la canaria; mientras que la distancia a tierra de las zonas de la demarcación canaria resulta ser menor.

Zona	Área (km2)	Distancia a tierra (km)
NOR-1	120	23
NOR-2	1.800	30
NOR-3	113	23
NOR-4	83	23
NOR-5	241	21
NOR-6	106	30
NOR-7	80	29
NOR-8	152	15
CAN-TEN-1	21	2
CAN-TEN-2	72	2
CAN-GC-1	165	7
CAN-FV-1	193	6
CAN-FV-2	17	6
CAN-LANZ-1	99	2

Tabla 7: Tabla-resumen zonas de las demarcaciones noratlántica y canaria. Elaboración propia.

En los siguientes apartados se realiza un breve análisis de cada una de las zonas mencionando sus aspectos más característicos.

4.2.1 NOR-1

La zona NOR-1 se encuentra frente a la desembocadura del río Miño, frente A Guarda, cerca de la localidad de Baiona; también se encuentra muy próxima a la localidad de Viana Do Castelo, ya territorio portugués. Consiste en un área casi triangular de alrededor de 120 km² a una distancia de aproximadamente 23 km de la costa de A Guarda como se puede observar en la siguiente Figura 24.



Figura 24: Zona NOR-1. [61].

4.2.2 NOR-2

La segunda zona de la demarcación noratlántica, la zona NOR-2 se trata de la zona más grande demarcada por el MITECO. Tiene una forma cuadrangular y un área de casi 1.800km². Se encuentra frente a la costa de A Coruña y una posible ventaja competitiva frente al resto de zonas es su proximidad a los puertos de A Coruña y Ferrol. Posee las siguientes distancias a tierra:

- Distancia a Punta Chirlateira: 30 km.
- Distancia a Cabo Prior: 31 km.
- Distancia a Cabo Prioriño: 43 km.
- Distancia a Punta Langosteira: 47 km.



Figura 25: Zona NOR-2. [61].

4.2.3 NOR-3

La zona NOR-3 se encuentra frente a las localidades de Cedeira y Cariño, entre otras. Con un área de 113 km² se encuentra a una distancia de Punta do Limo de 23 km y a 25 km de Punta Candelaria.

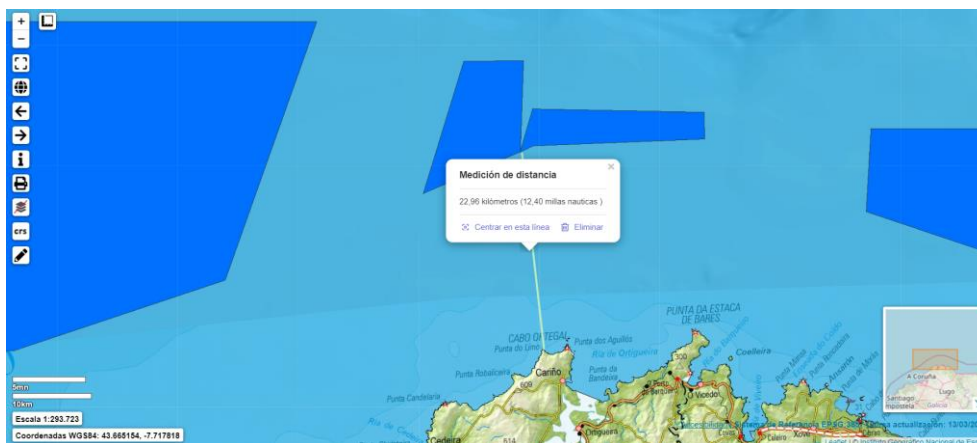


Figura 26: Zona NOR-3. [61].

4.2.4 NOR-4

La cuarta zona, se encuentra muy próxima a la anterior. Tiene un área de 83 km² y una forma cuadrangular. Se encuentra a la misma distancia que la anterior de la Punta do Limo puesto que comparten dicho vértice, y a 23 km de la Estaca de Bares.

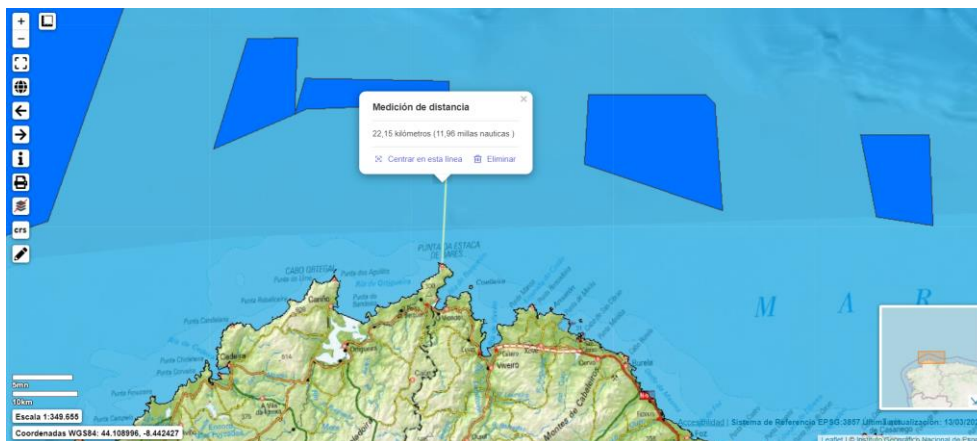


Figura 27: Zona NOR-4. [61].

4.2.5 NOR-5

La zona NOR-5 posee un área considerablemente grande, de 241 km^2 y una distancia a la Punta Ronzadoira de 21 km como se puede observar en la Figura 28.



Figura 28: Zona NOR-5. [61].

4.2.6 NOR-6

La zona NOR-6 se encuentra entre Ribadeo y Navia y tiene un área de 106 km^2 y una distancia a la Punta de la Atalaya de 30 km.



Figura 29: Zona NOR-6. [61].

4.2.7 NOR-7

La zona NOR-7 se encuentra frente a las localidades de Navia y Luarca pasando por Puerto de Vega. Tiene un área aproximada de 80 km² y una distancia a la Punta el Castro de 29 km.

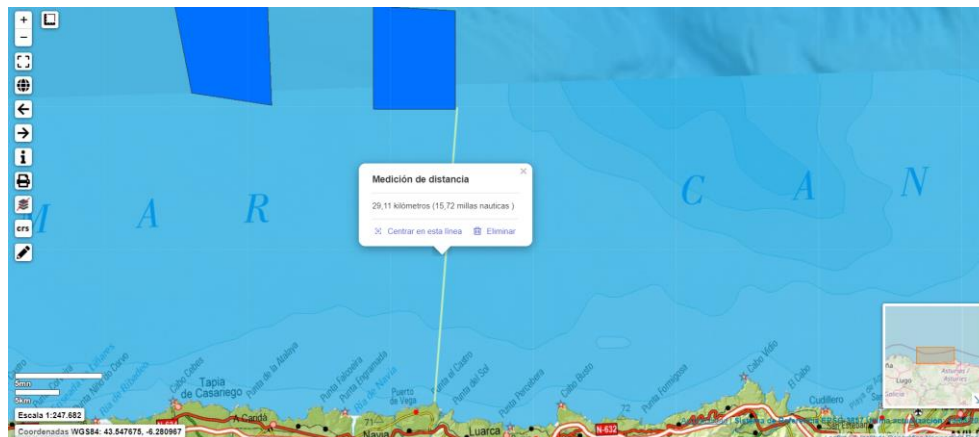


Figura 30: Zona NOR-7. [61].

4.2.8 NOR-8

La última zona de la demarcación noratlántica se encuentra frente a la ciudad asturiana de Gijón con un área de aproximadamente 152 km² y una distancia al Cabo de Peñas de 15 km como se puede observar en la Figura 31.



Figura 31: Zona NOR-8. [61].

4.2.9 CAN-TEN-1

La zona CAN-TEN-1 se presenta como un polígono frente al aeropuerto de Tenerife Sur y a la localidad de San Miguel de Abona. Tiene un área aproximada de 21.32 km² y una distancia a El Cabez de 1,9 km.



Figura 32: Zona CAN-TEN-1. [61].

4.2.10 CAN-TEN-2

La segunda zona de la isla de Tenerife se encuentra al este de la misma, tiene un área aproximada de 72 km² y tiene una distancia a tierra de 2km en casi cualquier punto. Se sitúa próxima a la Central Eléctrica de Granadilla y al Puerto de Güimar.



Figura 33: Zona CAN-TEN-2. [61].

4.2.11 CAN-GC-1

En la isla de Gran Canaria solo se presenta una única zona, la CAN-GC-1. Tiene un área aproximada de 165 km² y se encuentra frente a Arinaga y al Aeropuerto de Gran Canaria. La distancia a la Punta de Arinaga es de 7 km como se puede observar en la Figura 34.

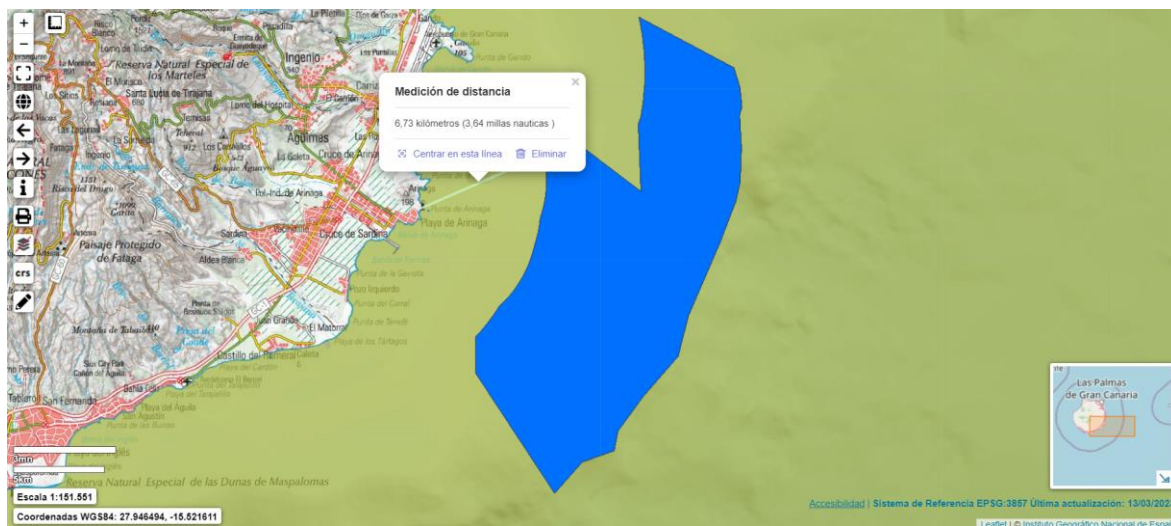


Figura 34: Zona CAN-GC-1. [61].

4.2.12 CAN-FV-1

La zona CAN-FV-1 tiene un área de hasta 193 km² y está a una distancia de Punta del Bajo de 6 km.

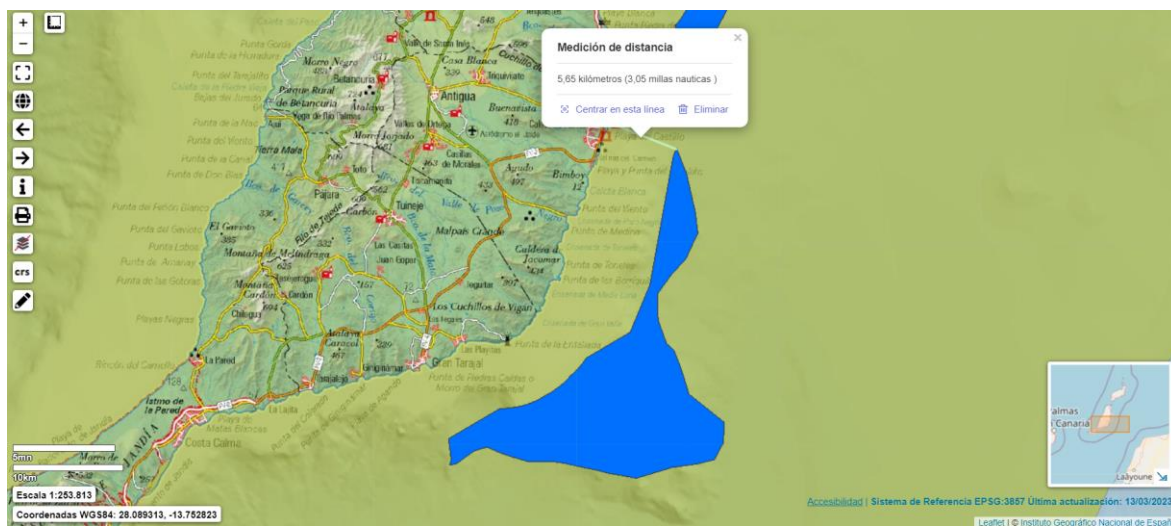


Figura 35: Zona CAN-FV-1. [61].

4.2.13 CAN-FV-2

Esta segunda zona situada en la isla de Fuerteventura tiene un área de 17 km² y se encuentra frente al Puerto del Rosario y al Aeropuerto de Fuerteventura. Está a una distancia de la Punta de Piedra Cal de 6 km.



Figura 36: Zona CAN-FV-2. [61].

4.2.14 CAN-LANZ-1

Esta zona situada a lo largo de la costa este de la isla de Lanzarote desde la localidad de Arrecife hasta frente a los Jameos del Agua tiene un área aproximada de 99 km². Existen muchos puntos de esta cuya distancia a tierra es de apenas 2 km.

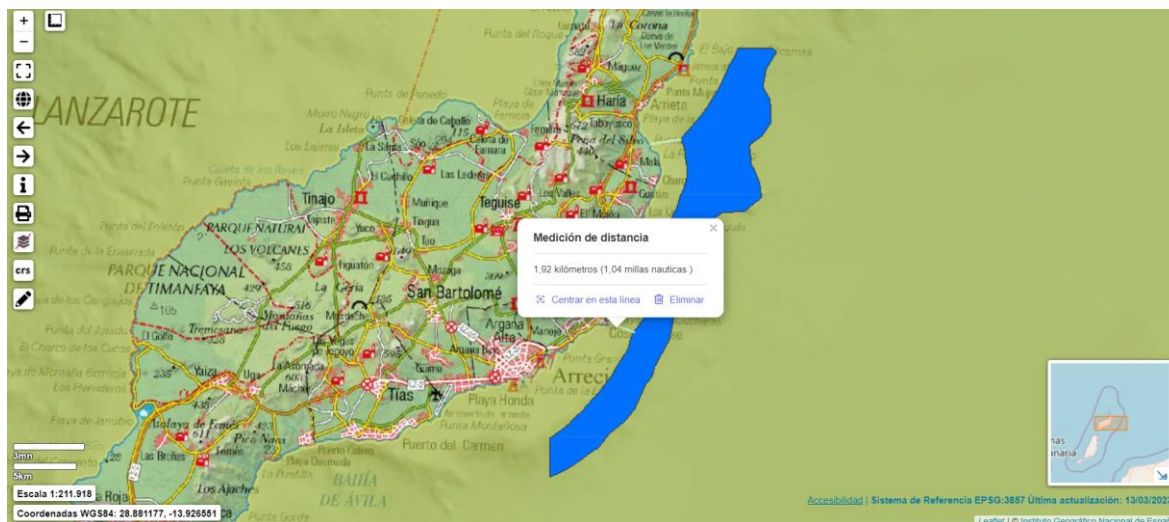


Figura 37: Zona CAN-LANZ-1. [61].

4.3 RECURSO EÓLICO

El viento es un recurso energético que presenta características particulares tanto en su disponibilidad como en su suministro. Este recurso experimenta variaciones significativas a nivel temporal, tanto a pequeña escala de tiempo como a gran escala, así como a nivel espacial, en la superficie terrestre y en la altura. Así mismo, el viento también cuenta con una componente aleatoria que tiene un impacto importante en su variabilidad total.

Es importante tener en cuenta que la cantidad de energía eólica disponible por unidad de área expuesta al viento está directamente relacionada con el cubo de la velocidad del viento. Esto significa que pequeñas variaciones en la velocidad del viento pueden generar cambios sustanciales en la cantidad de energía suministrada.

La potencia eólica que atraviesa una superficie viene determinada por:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho v^3$$

Ecuación 1: Potencia eólica por área, potencia disponible.[76]

La cual viene de la energía cinética:

$$P = \frac{1}{2} m v^2$$

Ecuación 2: Energía cinética.

Donde la masa de aire que atraviesa una superficie es:

$$m = \rho v A$$

Ecuación 3: Masa de aire que atraviesa una superficie.

Como se ha comentado anteriormente y se puede observar en la Ecuación 1, la potencia disponible viene dada por la variabilidad de la velocidad del viento, por lo que resulta de especial importancia analizar esta.

Sin embargo, esta potencia disponible está relacionada únicamente con la potencia mecánica del rotor del aerogenerador, no con la energía eléctrica tras el multiplicador y el generador. Así, se establece el límite de Betz [77], por el cual se determina que de un aerogenerador sólo puede aprovecharse un 59,3% de la energía cinética del viento. De esta forma surge el denominado coeficiente de potencia:

$$C_p = \frac{P_{turbina}}{P_{viento}} = \frac{16}{27}$$

Ecuación 4: Coeficiente de potencia.[78]

Otra herramienta de notable importancia es la distribución de Weibull [79]. Es un modelo matemático que se utiliza ampliamente para mostrar la distribución de la velocidad del viento en diferentes lugares. Debido a las características inherentes del viento, esta distribución se ajusta apropiadamente a la realidad.

La distribución de Weibull proporciona información sobre la probabilidad de que la velocidad del viento alcance ciertos valores en una ubicación específica. Tiene dos parámetros principales: el parámetro de forma (k) y el parámetro de escala (c):

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Ecuación 5: Distribución de Weibull. [80]

El parámetro de escala c(m/s) determina la velocidad promedio, un mayor valor de c indica que las velocidades del viento son en dicha ubicación, más altas en promedio mientras que si es menor, las velocidades son menores.

El parámetro de forma k indica la dispersión de los registros, es decir, que forma tiene la distribución y como de asimétrica es. Si este parámetro es menor a 1, indica una distribución asimétrica con una cola larga hacia la derecha, lo que implica que existe una mayor probabilidad de velocidades de viento bajas. Un valor de k mayor a 1 indica una distribución asimétrica con una cola larga hacia la izquierda, lo que apunta a una mayor probabilidad de velocidades de viento altas.

Si se realiza un preanálisis de la velocidad del viento en ambas demarcaciones mediante el Global Wind Atlas [81] se puede observar que hay mayor variabilidad del mismo en la demarcación canaria debido a la presencia de las islas. En la demarcación noratlántica se alcanzan mayores velocidades en la zona donde se sitúa la zona NOR-2. En general, en ambas demarcaciones se pueden llegar a alcanzar valores de velocidad de 10 m/s.

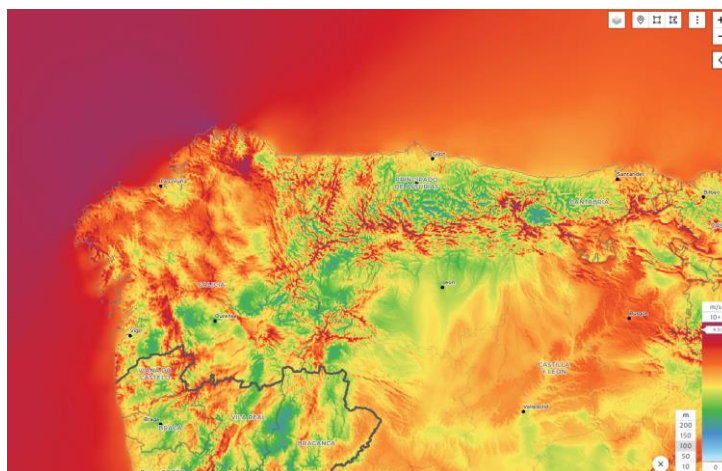


Figura 38: Preanálisis velocidad del viento en la demarcación noratlántica. Global Wind Atlas.

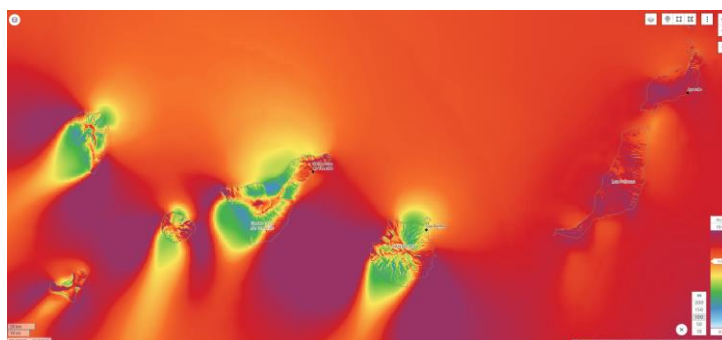


Figura 39: Preanálisis velocidad del viento en la demarcación canaria. Global Wind Atlas.

El análisis como tal del recurso eólico se realiza a través del programa Furoow [43]. En primer lugar, mediante el mapa que ofrece el programa, se obtienen los datos del recurso eólico en las distintas ubicaciones. Para ello se usa la base de datos MERRA-2 [82] que ofrece una amplia gama de variables climáticas desde 1980 hasta la actualidad utilizando modelos numéricos avanzados. En este caso, se han obtenido los datos del recurso eólico, la velocidad del viento a una altura de 50 metros, de los dos últimos años, del 01/01/2020 al 01/01/2023 para las distintas zonas de las demarcaciones noratlántica y canaria.

4.3.1 RECURSO EÓLICO EN LA DEMARCACIÓN NORATLÁNTICA

Debido a que los datos de la velocidad del viento solo se encuentran disponibles a 50 metros, se hace uso de la herramienta “Wind Speed Vertical Extrapolation” para extrapolar verticalmente dicho dato hasta una altura de 100 metros puesto que se aproxima más a la altura del buje de un posible aerogenerador a instalar. En las siguientes figuras se pueden observar dichos perfiles de velocidad anuales para las distintas alturas:

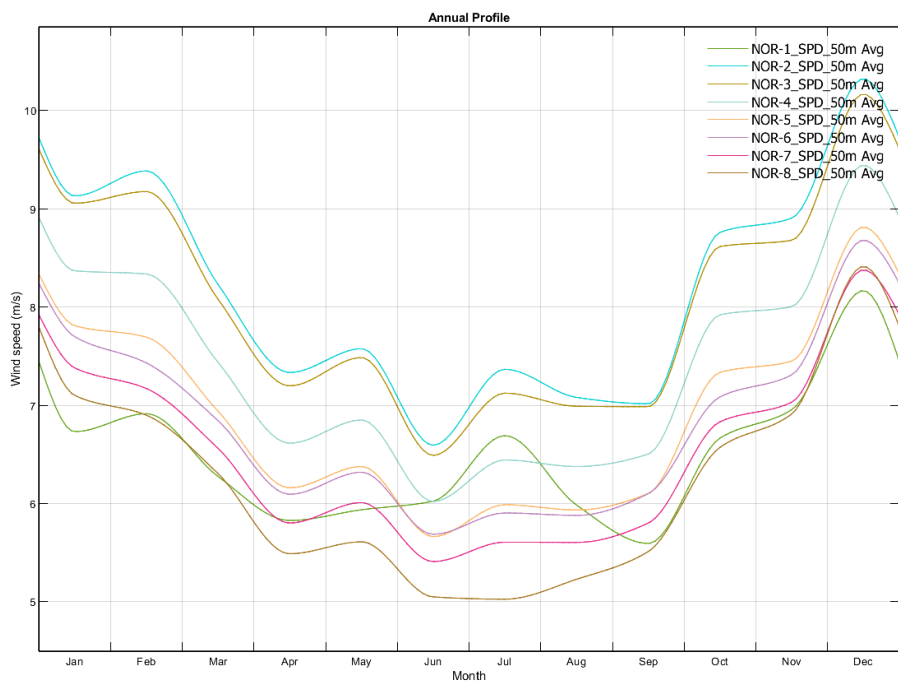


Figura 40: Perfil anual zona noratlántica para velocidades medias a una altura de 50 metros. Furow.

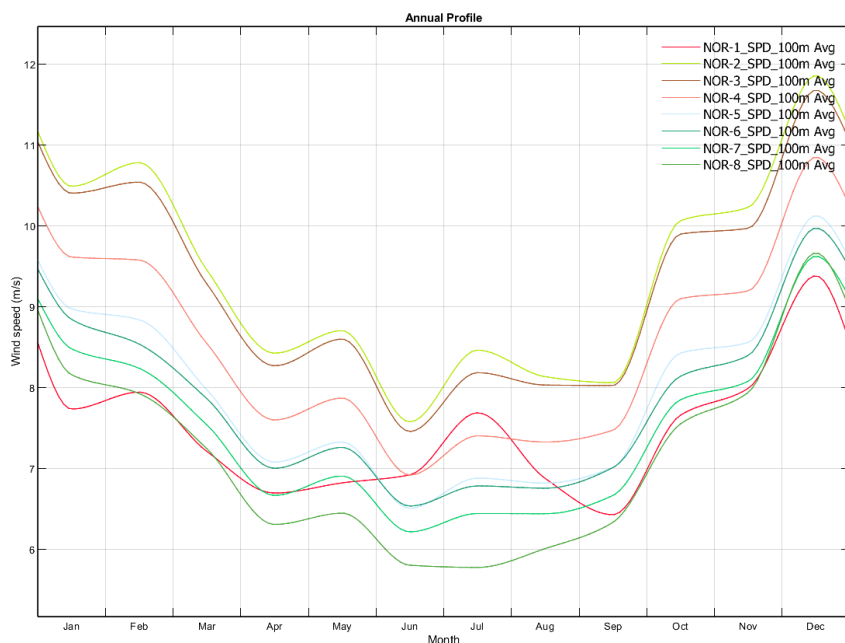


Figura 41: Perfil anual zona noratlántica para velocidades medias a una altura de 100 metros. Furow.

En la Figura 41 se puede observar como para todas las zonas de la demarcación noratlántica excepto para la NOR-1 se repite un patrón anual por el cual se alcanzan mayores velocidades de viento para los meses de invierno respecto a los de verano.

Algo similar se produce para el perfil diurno como se puede observar en la siguiente Figura 42. Esto probablemente se deba a que todas las zonas menos la NOR-1 se encuentran en la costa norte, mientras que esta última se encuentra en la costa oeste de la Península.

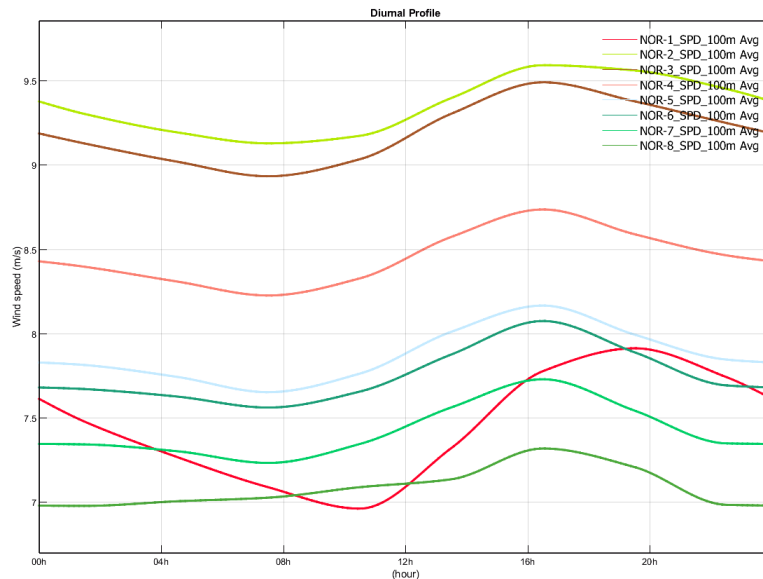


Figura 42: Perfil diurno zona noratlántica para velocidades medias a una altura de 100 metros. Furow.

En esta Figura 42 y en la siguiente Figura 43, se puede observar que en la zona NOR-2 se alcanzan mayores velocidades mientras que en la NOR-8 menores.

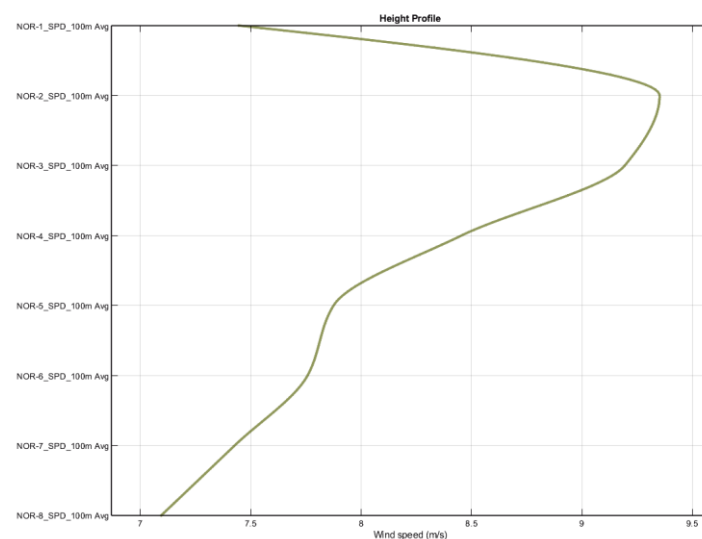


Figura 43: Perfil de velocidades de la demarcación noratlántica para una altura de 100 metros. Furow.

Para poder evaluar de forma cualitativa el recurso eólico de cada zona, se ha procedido a calcular el ajuste de Weibull para cada una de ellas. Dicho ajuste, zona a zona, se encuentra en el ANEXO II: Ajustes de Weibull demarcación noratlántica. En la siguiente figura, se muestra el histograma de la demarcación completa.

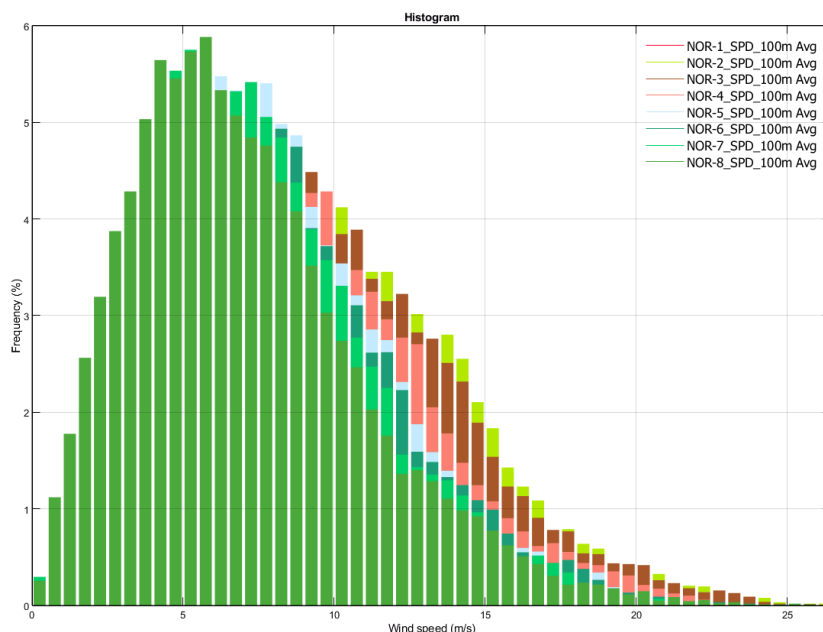


Figura 44: Ajuste de Weibull para la demarcación noratlántica. Furow.

Así mismo, se ha elaborado la siguiente Tabla 8, con cada uno de los parámetros del ajuste de cada una de las zonas:

Zona	C(m/s)	K	R ²
NOR-1	8.4	2.17	0.9981
NOR-2	10.55	2.20	0.9961
NOR-3	10.37	2.19	0.9981
NOR-4	9.54	2.18	0.9965
NOR-5	8.89	2.17	0.9961
NOR-6	8.76	2.09	0.9954
NOR-7	8.39	2.08	0.9951
NOR-8	8.00	1.92	0.9947

Tabla 8: Parámetros del ajuste de Weibull para la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

Comenzando por la última columna, el coeficiente de determinación indica qué variabilidad tienen los datos obtenidos en el modelo [83]. Ha de encontrarse entre 0 y 1. En los 8 casos se encuentra muy próximo a la unidad, siempre mayor a 0.9951, por lo que de este parámetro se puede determinar que el modelo obtenido se ajusta adecuadamente a los datos.

Si bien se ha mencionado antes que para turbinas entre 80 y 100 metros de alto ha de haber velocidades de viento superiores a 7 m/s, otras literaturas [84] sugieren velocidades entre 7 y 8 m/s para parques eólicos de 3MW por km² y velocidades de viento superiores a 8 m/s para parques de 4 MW por km² [72].

Pero no es sólo cuestión de que haya mayor recurso eólico. Resulta conveniente que no exista excesiva dispersión de los datos.

De esta forma se establecen dos parámetros para tener en cuenta en la evaluación del recurso eólico: la velocidad promedio y su variabilidad.

Nivel	Puntuación	Rango (m/s)
Bajo	1	$v \leq 8,5$
Medio	2	$8,5 < v < 9,5$
Alto	3	$v \geq 9,5$

Tabla 9: Rangos de evaluación del recurso eólico en la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

Para el recurso eólico se establecen los límites expuestos en la anterior Tabla 9, quedando las zonas en los siguientes niveles:

Zona	Velocidad(m/s)	Nivel
NOR-1	8,4	1
NOR-2	10,55	3
NOR-3	10,37	3
NOR-4	9,54	3
NOR-5	8,89	2
NOR-6	8,76	2
NOR-7	8,39	1
NOR-8	8,00	1

Tabla 10: Evaluación del recurso eólico en la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

Para la variabilidad del recurso eólico se establecen los niveles de la Tabla 11 y las zonas quedan como se muestra en la Tabla 12.

Nivel	Puntuación	Rango
Bajo	1	$k \geq 2,1$
Medio	2	$2,1 > k > 2,0$
Alto	3	$k \leq 2,0$

Tabla 11: Rangos de evaluación de la variabilidad del recurso eólico en la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

Zona	Variabilidad k	Nivel
NOR-1	2,17	
NOR-2	2,20	
NOR-3	2,19	
NOR-4	2,18	
NOR-5	2,17	
NOR-6	2,09	
NOR-7	2,08	
NOR-8	1,92	

Tabla 12: Evaluación de la variabilidad del recurso eólico en la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

4.3.2 RECURSO EÓLICO EN LA DEMARCACIÓN CANARIA

El mismo procedimiento realizado hasta ahora con la demarcación noratlántica se realiza en este apartado para la demarcación canaria, exponiéndose los pertinentes resultados.

En primer lugar, se han obtenidos los datos del recurso eólico para cada zona de la demarcación a 50 metros, la mayor altura disponible en la base de datos:

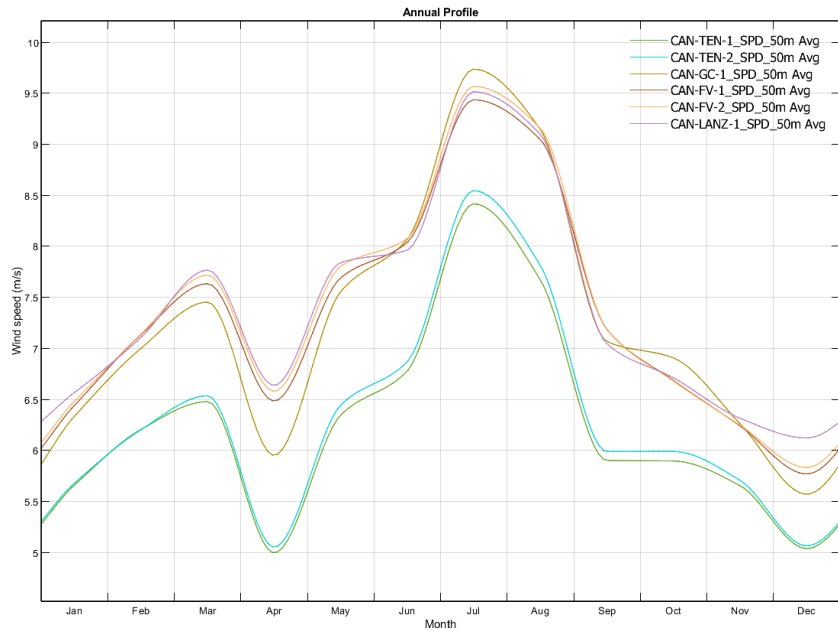


Figura 45: Perfil anual zona canaria para velocidades medias a una altura de 50 metros. Furow.

A continuación, se han extrapolado dichos datos para una altura de 100 metros. Como se puede observar en la siguiente Figura 46, se siguen patrones similares. Alcanzando menores velocidades las zonas situadas en la isla de Tenerife.

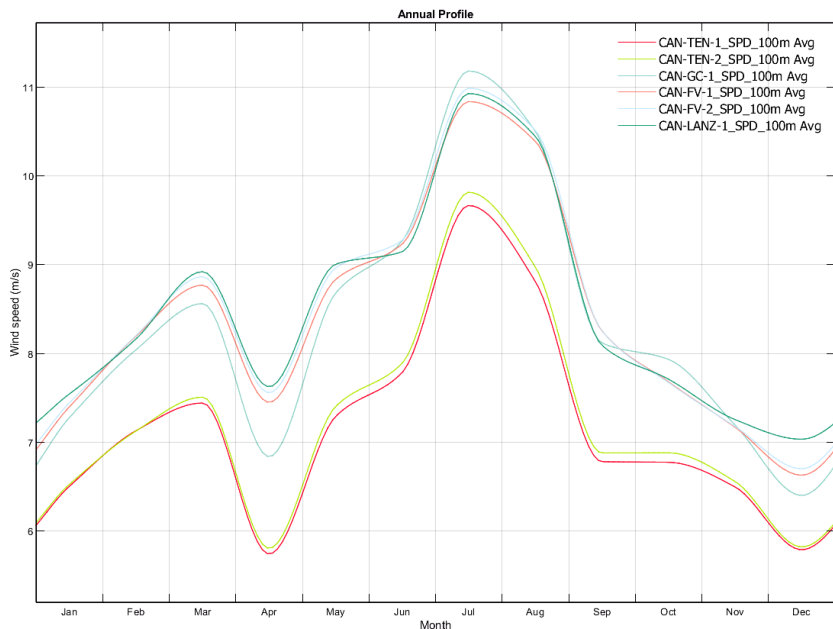


Figura 46: Perfil anual zona canaria para velocidades medias a una altura de 100 metros. Furow.

El perfil diurno de velocidades se comporta de manera similar como se puede observar en las siguientes Figura 47 y Figura 48.

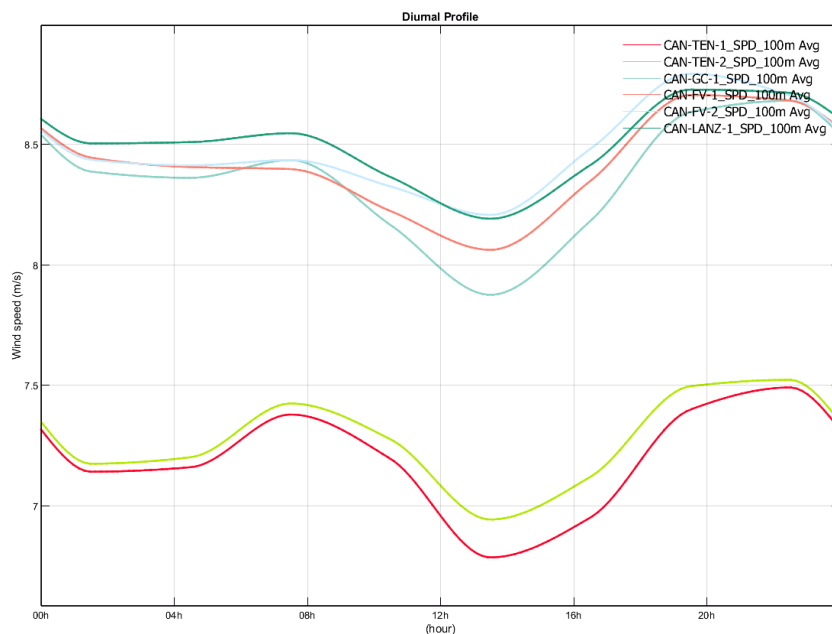


Figura 47: Perfil diurno zona canaria para velocidades medias a una altura de 100 metros. Furow.

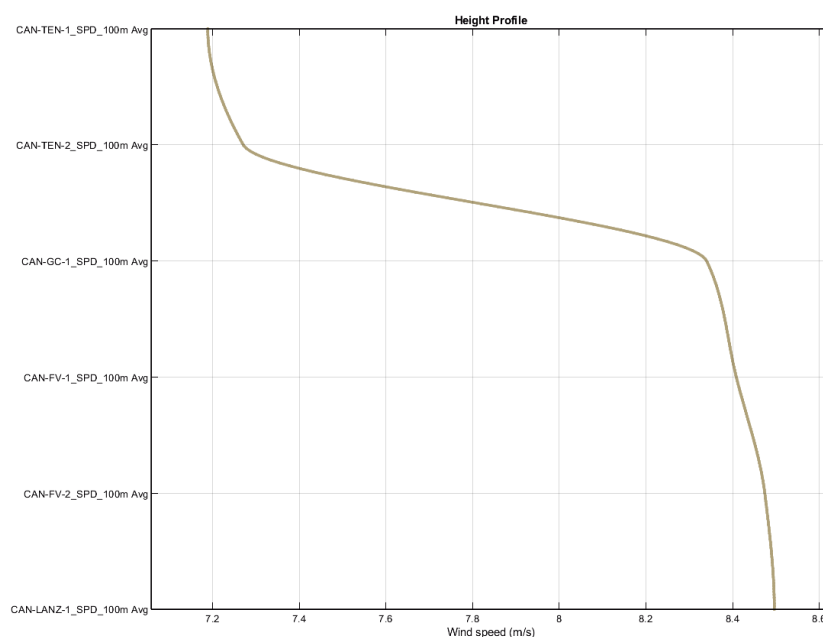


Figura 48: Perfil de velocidades de la demarcación canaria para una altura de 100 metros. Furow.

Hay un claro contraste entre las velocidades que se pueden alcanzar en las islas de Gran Canaria, Fuerteventura y Lanzarote frente a la isla de Tenerife.

Para poder evaluar de forma cualitativa el recurso eólico de cada zona, se ha procedido a calcular el ajuste de Weibull para cada una de ellas. Dicho ajuste, zona a zona, se encuentra

en el ANEXO III: Ajustes de Weibull demarcación canaria. En la siguiente figura, se muestra el histograma de la demarcación completa.

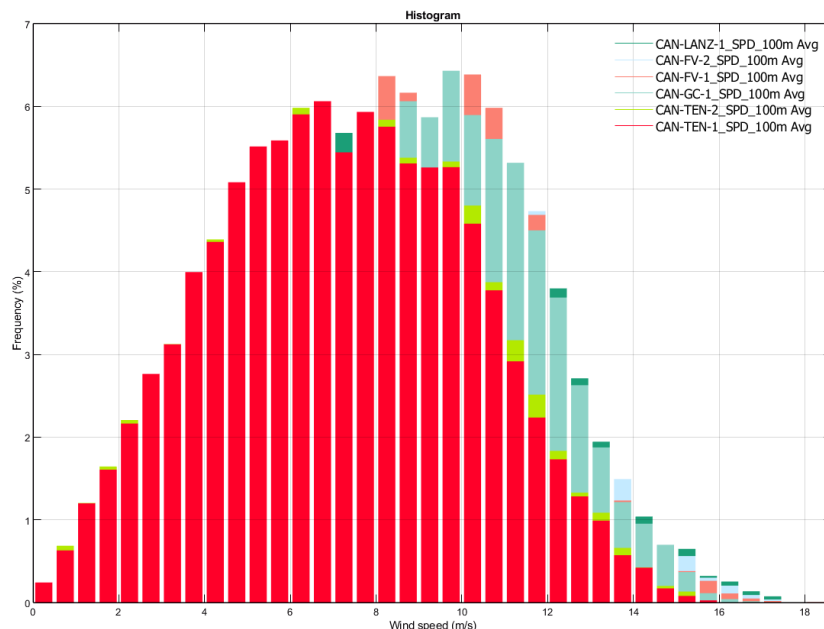


Figura 49: Ajuste de Weibull para la demarcación canaria. Furow.

A continuación, se ha elaborado la siguiente Tabla 13, con cada uno de los parámetros del ajuste de cada una de las zonas:

Zona	C(m/s)	K	R ²
CAN-TEN-1	8.08	2.59	0.9870
CAN-TEN-2	8.17	2.59	0.9841
CAN-GC-1	9.32	2.52	0.9553
CAN-FV-1	9.39	3.06	0.9757
CAN-FV-2	9.47	3.01	0.9823
CAN-LANZ-1	9.51	2.97	0.9781

Tabla 13: Parámetros del ajuste de Weibull para la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

El coeficiente de determinación, la última columna, se encuentra en valores muy próximos a la unidad, por lo que se puede determinar que el modelo se ajusta de forma adecuada a los datos de viento.

En cuanto al recurso eólico, se establecen los límites expuestos en la siguiente Tabla 14 y las zonas quedan en los niveles de la Tabla 15.

Nivel	Puntuación	Rango (m/s)
Bajo	1	$v \leq 9,00$
Medio	2	$9,00 < v < 9,3$
Alto	3	$v \geq 9,3$

Tabla 14: Rangos de evaluación del recurso eólico en la demarcación canaria. Elaboración propia.

Zona	Velocidad(m/s)	Nivel
CAN-TEN-1	8,08	
CAN-TEN-2	8,17	
CAN-GC-1	9,32	
CAN-FV-1	9,39	
CAN-FV-2	9,47	
CAN-LANZ-1	9,51	

Tabla 15: Evaluación del recurso eólico en la demarcación canaria. Elaboración propia.

Para la variabilidad del recurso eólico se establecen los niveles de la Tabla 16 y las zonas quedan como se muestra en la Tabla 17.

Nivel	Puntuación	Rango
Bajo	1	$k \geq 3,0$
Medio	2	$3,0 > k > 2,6$
Alto	3	$k \leq 2,6$

Tabla 16: Rangos de evaluación de la variabilidad del recurso eólico en la demarcación canaria. Elaboración propia.

Zona	Variabilidad k	Nivel
CAN-TEN-1	2,59	
CAN-TEN-2	2,59	
CAN-GC-1	2,52	
CAN-FV-1	3,06	
CAN-FV-2	3,01	
CAN-LANZ-1	2,97	

Tabla 17: Evaluación de la variabilidad del recurso eólico en la demarcación canaria. Elaboración propia.

4.4 CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

La interconexión de un parque eólico marino se realiza de la siguiente forma:

En primer lugar, los aerogeneradores generan la electricidad a una tensión de 400 voltios o de 690 voltios aquellos de mayores dimensiones [85]. Esta electricidad de baja tensión pasa por un transformador elevador situado en el propio aerogenerador para convertirse a media tensión, 33kV o 66kV normalmente. Tras conseguir la electricidad a media tensión, existen dos opciones[86].

Si el parque eólico se encuentra próximo a la costa, a 15 km o menos, el proyecto es pequeño, 100MW o menos o la conexión a red es a la misma tensión [87]; se transporta la electricidad por una línea de evacuación submarina directamente a una subestación eléctrica terrestre donde se transforma la electricidad a alta tensión para poder volcarla a la red de transporte [88].

Sin embargo, si el parque se encuentra a grandes distancias de la costa, es necesaria una subestación eléctrica offshore [89], para transformar la tensión de media a alta y así minimizar las pérdidas que ocurren a lo largo del largo cable submarino.

Resulta de importancia mencionar que las subestaciones eléctricas no sólo cumplen la función de elevar la tensión para minimizar las pérdidas, sino que también ayudan a estabilizar la frecuencia, coordinan la conexión de los distintos aerogeneradores, y si fuera necesario transforman la corriente continua en alterna.

Este proceso puede observarse de forma esquemática en la Figura 50.

La creación de nuevas subestaciones eléctricas viene determinada por los requisitos impuestos por la Red Eléctrica Española. Por ello y para evitar sobrecostes, en el presente proyecto se busca la conexión de los parques eólicos flotantes a sistemas eléctricos preexistentes o en su defecto, a sistemas previstos en el Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026 [90].

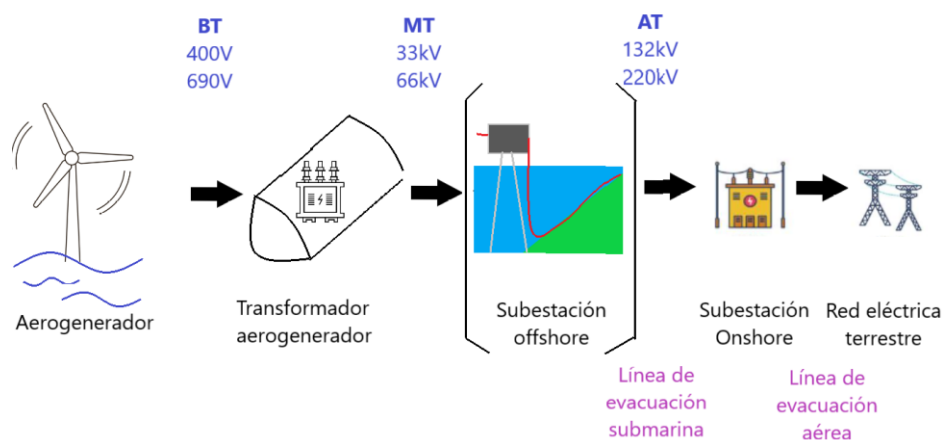


Figura 50: Esquema de conexión a la red eléctrica de un parque eólico marino. Elaboración propia.

Por tanto, en este apartado se analiza a qué subestación eléctrica de transporte conectar los parques. Para ello se van a analizar tres elementos: si las subestaciones poseen capacidad, la distancia de los parques a las subestaciones de transporte y si fuera necesaria la construcción de una subestación offshore adicional.

Como punto de partida, cabe mencionar que todas aquellas instalaciones de generación de electricidad que se desee conectar al sistema eléctrico español se regirán por el RD 1183/2020, de 29 de diciembre [91], de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

En el caso de los parques eólicos offshore, que previsiblemente tendrán una alta potencia de generación instalada, se tratarán de conectar a la red de transporte (220 kV, 400 kV y excepcionalmente 132 y 66 en sistemas insulares), gestionada por el operador de red (REE).

En las publicaciones que REE comparte de forma pública el primer día laborable de cada mes sobre las capacidades de acceso, establece las siguientes diferenciaciones:

- **Etiqueta REE.** Denominación que le da REE al Nudo de transporte (Concurso, Transición Justa, etc).
- **Capacidad de acceso disponible PUBLICADA para MPE RdT.** Capacidad disponible para renovables en las posiciones de transporte del nudo de REE tal cual se ha publicado en la página de REE.
- **Capacidad de acceso disponible PUBLICADA para MPE RdD.** Capacidad disponible para renovables en las posiciones de distribución del nudo de REE tal cual se ha publicado en la página de REE.
- **Capacidad de acceso disponible REAL para MPE RdT.** Capacidad disponible para renovables en las posiciones de transporte del nudo de REE teniendo en cuenta la resta de la generación “en curso”.
- **Capacidad de acceso disponible REAL para MPE RdD.** Capacidad disponible para renovables en las posiciones de distribución del nudo de REE teniendo en cuenta la resta de la generación “en curso”.
- **En curso (MW) MPE RdT.** MW de solicitudes en trámite de aceptabilidad para ese nudo de transporte, en posiciones de transporte, publicado por REE.
- **En curso (MW) MPE RdD.** MW de solicitudes en trámite de aceptabilidad para ese nudo de transporte, en posiciones de distribución, publicado por REE.
- **CAPACIDAD DE ACCESO SOLICITADA EN CURSO Y PENDIENTE DE RESOLVER MPE CON AFECCIÓN WSCR = proyecto de MPE**
- **CAPACIDAD DE ACCESO SOLICITADA EN CURSO Y PENDIENTE DE RESOLVER MPE SIN AFECCIÓN WSCR = proyecto de MPE+CS (compensador síncrono)**

Resulta de especial importancia aclarar los siguientes términos:

MPE: Módulo de parque eléctrico, todo lo que incluya electrónica de potencia. Dependiendo del modelo de interconexión del parque offshore, puede incorporar un variador antes o después del transformador de 0,69/30kV.

MGES: Módulo de generación síncrona.

WSCR: cortocircuito.

4.4.1 CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE LA DEMARCACIÓN NORATLÁNTICA

En primer lugar, con la ayuda de la tabla publicada cada mes por Red Eléctrica de la capacidad de acceso disponible y ocupada en los nudos de la red de transporte [92] y de los mapas dispuestos en el Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026 [90]; se han analizado qué subestaciones existen frente a las zonas de la demarcación noratlántica. Esta tabla y mapa completos se encuentran en el ANEXO IV: Capacidad de acceso a la Red de Transporte y mapas del Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. REE.

En la demarcación noratlántica se han determinado las siguientes Subestaciones Eléctricas de Transporte (SET) como posibles conexiones: Atios, Pazos de Borben, Sabón, La Grela, Eiris, Puerto (de A Coruña), Xove, Tabiella y Carrio.

De la tabla de capacidad de acceso disponible y ocupada en los nudos de la red de transporte de REE, se han obtenido los aspectos más importantes, simplificándola a la siguiente Tabla 18:

Nombre y tensión del nudo	Comunidad Autónoma	POSICIONES DE GENERACIÓN		Capacidad de acceso otorgada MPE	Capacidad de acceso disponible para MPE RdT [MW]
		A red de transporte			
		Existente	Planificada		
ATIOS 220	Galicia		Sí	128	0
PAZOS DE BORBEN 220	Galicia			246	0
SABON 220	Galicia	Sí		154	0
LA GRELA 220	Galicia			5	0
EIRIS 220	Galicia			0	0
PUERTO 220	Galicia			0	0
XOVE 400	Galicia		Sí	748	0
TABIELLA 220	Principado de Asturias			528	0
CARRIO 220	Principado de Asturias	Sí		0	0

Tabla 18: Capacidades SET demarcación noratlántica.[92].

La columna tercera y cuarta indican si hay posiciones de generación disponibles a la red de transporte, diferenciando entre si son existentes a fecha del documento o planificadas. Se analizan las posiciones a la red de transporte y no de distribución, puesto que como se ha comentado en numerosas ocasiones, la eólica offshore puede alcanzar capacidades de generación considerablemente mayores que la eólica terrestre; resultando más favorable su conexión a la red de transporte ya que puede asumir mayores capacidades.

La quinta columna, “Capacidad de acceso otorgada MPE” indica el “valor de capacidad de acceso ya otorgada en el nudo para módulos de parque eléctrico (MPE) con conexión directa a la red de transporte y a los conectados a la red de distribución con afección significativa sobre la red de transporte, correspondiente a MPE puestos en servicio y con permiso de acceso ya otorgado pendientes de puesta en servicio”. Esta columna puede dar una idea de lo que hay actualmente conectado a cada nudo.

La sexta columna “Capacidad de acceso disponible para MPE RdT” indica el “valor de capacidad de acceso disponible para solicitudes de acceso y conexión de MPE con conexión directa a la RdT. Este valor corresponderá al mínimo de los márgenes no ocupados calculados según los criterios WSCR, estático y dinámico, tal como se establece en las ED, y mostrados en las secciones correspondientes de esta tabla. La existencia de un valor numérico corresponderá a la disponibilidad de capacidad en el momento de la publicación de las capacidades de acceso, mientras que la inexistencia de dicho valor numérico corresponderá a un valor de capacidad de acceso disponible nulo”. Generalmente para MPE el criterio limitante entre estático dinámico y WSCR; es el WSCR que hace referencia a la fortaleza del nudo ante variaciones de tensión y frecuencia y los MPE son casi nulos para fortalecer.

De esta última columna se puede comprobar que actualmente no hay capacidades disponibles para ningún nudo de esta demarcación, por lo que urge a una ampliación de estos. Según la UNEF [93], existen medidas propuestas en cuanto a la maximización de la capacidad de las líneas eléctricas, lo cual para lo que a este proyecto respecta, esta medida podría verse reflejada en un posible aumento de las capacidades disponibles.

De esta forma, para determinar la favorabilidad de cada zona de la demarcación para conectarse a la red se establecen los siguientes rangos: con una puntuación máxima los nudos con posiciones ya existentes a la red de transporte, o existentes y planificadas; con la puntuación media para aquellos con posiciones planificadas; y con la puntuación mínima para aquellos nudos sin posiciones existentes ni planificadas.

Nivel	Puntuación	Rango (Posiciones de generación)
Bajo	1	Nada
Medio	2	Planificada
Alto	3	Existente(+ planif.)

Tabla 19: Rangos de evaluación de la variabilidad de la conexión a red en la demarcación noratlántica y canaria. Elaboración propia.

La totalidad de subestaciones junto con la zona a la que pertenecen queda como se puede observar en la Tabla 20.

Zona	Subestación	Puntuación
NOR-1	Atios	
NOR-1	Pazos	
NOR-2	Sabón	
NOR-2	La Grela	
NOR-2	Eiris	
NOR-2	Puerto	
NOR-3	Xove	
NOR-4	Xove	
NOR-5	Xove	
NOR-6	Xove	
NOR-7	Xove	
NOR-7	Tabiella	
NOR-8	Tabiella	
NOR-8	Carrió	

Tabla 20: Evaluación de la conexión a red de las subestaciones en la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

Para poder comparar cada zona de la demarcación, se selecciona como subestación de conexión aquella que tiene puntuación más favorable. Así, para la zona NOR-1 se selecciona Atios frente a Pazos, para la NOR-2 Sabón frente a La Grela, Eiris y el Puerto, para la NOR-7 Xove frente a Tabiella, y para la NOR-8 Carrió frente a Tabiella. La evaluación de la conexión a red queda entonces de la siguiente manera:

Zona	Subestación	Puntuación
NOR-1	Atios	
NOR-2	Sabón	
NOR-3	Xove	
NOR-4	Xove	
NOR-5	Xove	
NOR-6	Xove	
NOR-7	Xove	
NOR-8	Carrió	

Tabla 21: Evaluación de la conexión a red de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

A continuación, con la ayuda de la herramienta INFORMAR [61], se ha buscado la menor distancia desde las subestaciones seleccionadas hasta el límite de las zonas, zona a zona, y demarcación a demarcación.

Es fundamental señalar que estas distancias son en línea recta, y en una futura instalación de las líneas de evacuación serían necesarios más kilómetros de cable, tanto submarino como aéreo/terrestre.

Si bien se detallan todas las conexiones de cada subestación a cada zona en el ANEXO I: Situación geográfica zonas frente a la subestación más cercana, a continuación, en la Tabla 22 se especifican las distancias y la valoración para la demarcación noratlántica.

Zona	Subestación	Distancia(km)	Apta
NOR-1	Atios	55	
NOR-2	Sabón	51	
NOR-3	Xove	47	
NOR-4	Xove	36	
NOR-5	Xove	25	
NOR-6	Xove	50	
NOR-7	Xove	66	
NOR-8	Carrió	23	

Tabla 22: Valoración distancia a la SET de las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

Para la demarcación noratlántica se han implantado los siguientes rangos de nivel, siendo más desfavorable este aspecto cuanta mayor distancia hasta la SET puesto que será necesaria más longitud de cable para el sistema de evacuación y se producirán mayores pérdidas.

Nivel	Puntuación	Rango(km)
Bajo	1	≥50
Medio	2	50-40
Alto	3	≤40

Tabla 23: Rangos de nivel de distancia a la SET para la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

De esta forma, quedan como mejores zonas para la instalación de un parque eólico flotante atendiendo a los requisitos de conexión a red las zonas NOR-4, NOR-5 y NOR-8 de la demarcación noratlántica; pudiendo ser también apropiada la NOR-3.

Una última consideración a tener en cuenta respecto a la conexión del parque eólico marino a la red es la necesidad de construir una subestación eléctrica offshore. Construir la o no depende de dos aspectos. En primer lugar, que la distancia a la subestación de transporte sea muy alta. En este caso se construye una subestación offshore para elevar la tensión y así disminuir las pérdidas. Y, en segundo lugar, que las tensiones de la línea de evacuación del parque y de la SET no sean iguales y por tanto haya que construir una subestación elevadora con el propósito de igualarlas. Esta subestación no ha de ser necesariamente offshore, pero en el caso de la demarcación noratlántica, como se puede observar en la siguiente Tabla 24, ya con las distancias que hay a la SET, se determina la construcción de una subestación offshore y se aprovecha para elevar la tensión antes de llegar a la costa en todas las zonas. La necesidad de construcción de una subestación resulta tener la puntuación más desfavorable puesto que implica gastos adicionales en el proyecto.

Zona	SET RdT	Tensión SET (kV)	Distancia a SET(km)	SET Offshore	Puntuación
NOR-1	Atios	220	55	Sí	
NOR-2	Sabón	220	51	Sí	
NOR-3	Xove	400	47	Sí	
NOR-4	Xove	400	36	Sí	
NOR-5	Xove	400	25	Sí	
NOR-6	Xove	400	50	Sí	
NOR-7	Xove	400	66	Sí	
NOR-8	Carrió	220	23	Sí	

Tabla 24: Valoración de la necesidad de construcción de una subestación offshore en las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

4.4.2 CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE LA DEMARCACIÓN CANARIA

De la misma forma que se ha analizado la conexión a la red eléctrica de la demarcación noratlántica, se realiza a continuación para la demarcación canaria.

En primer lugar, se seleccionan aquellas SET con aparente posibilidad de conexión a la red de transporte y se analiza la información otorgada por REE:

Nombre y tensión del nudo	Comunida d Autónoma	POSICIONES DE GENERACIÓN		Capacida d de acceso otorgada MPE	Capacida d de acceso disponible para MPE RdT [MW]
		A red de transporte			
		Existent e	Planificada		
SAN ISIDRO 66	Canarias		Sí	40	0
GRANADILLA 220	Canarias	Sí	Sí	0	0
GRANADILLA 66	Canarias	Sí		0	0
GRANADILLA B 220	Canarias	Sí		107	0
POLIGONO GRANADILLA 66	Canarias			55	0
CANDELARIA 220	Canarias			0	0
CANDELARIA 66	Canarias	Sí		0	0
CANDELARIA B 66	Canarias			0	0
BARRANCO DE TIRAJANA III 220	Canarias		Sí	0	0
BARRANCO TIRAJANA 220	Canarias	Sí		0	0
BARRANCO TIRAJANA 66	Canarias	Sí		0	0
BARRANCO TIRAJANA B 220	Canarias			0	0
BARRANCO TIRAJANA B 66	Canarias			0	0
ARINAGA 66	Canarias	Sí		46	0
CINSA 66	Canarias		Sí	31	0
GRAN TARAJAL 132	Canarias		Sí	29	0
GRAN TARAJAL 66	Canarias			32	0
SALINAS 66	Canarias	Sí		58	0
PUNTA GRANDE 66	Canarias	Sí		19	0

Tabla 25: Capacidades SET demarcación canaria.[92].

De la misma forma que ocurría para la demarcación noratlántica, se puede comprobar que actualmente no hay capacidades disponibles para ningún nudo de esta demarcación y se urge a una ampliación de estos.

Se determina la favorabilidad de cada zona de la demarcación para conectarse a la red estableciendo los mismos rangos mencionados en la Tabla 19, quedando todas las subestaciones disponibles de la siguiente forma:

Subestación	Puntuación
SAN ISIDRO 66	
GRANADILLA 220	
GRANADILLA 66	
GRANADILLA B 220	
POLIGONO GRANADILLA 66	
CANDELARIA 220	
CANDELARIA 66	
CANDELARIA B 66	
BARRANCO DE TIRAJANA III 220	
BARRANCO TIRAJANA 220	
BARRANCO TIRAJANA 66	
BARRANCO TIRAJANA B 220	
BARRANCO TIRAJANA B 66	
ARINAGA 66	
CINSA 66	
GRAN TARAJO 132	
GRAN TARAJO 66	
SALINAS 66	
PUNTA GRANDE 66	

Tabla 26: Evaluación de las subestaciones en la demarcación canaria. Elaboración propia.

Para poder comparar cada zona de la demarcación, se selecciona como subestación de conexión aquella que tiene puntuación más favorable. Así para las zonas CAN-TEN-1 y CAN-TEN-2 se selecciona Granadilla 220, para la CAN-GC-1 Barranco Tirajana 220, para las zonas CAN-FV-1 y CAN-FV-2 Salinas y para la CAN-LANZ-1 Punta Grande 66.

En base a las ampliaciones previstas en Barranco de Tirajana III, se puede prever que podrá asumir aproximadamente 700 MW [94]. En base a la información proporcionada por REE, una posición de 220 kV puede gestionar unos 750 MW.

En los casos en los que se ha podido elegir entre dos subestaciones con tensiones distintas, se ha elegido aquella de mayor tensión, 220kV, puesto que de esta forma se pueden asumir mayores capacidades. Esto no implica que vaya a tener que construirse una subestación marina elevadora, aumentando así los costes del parque eólico. Sino que, como se comprobará más adelante, se puede transportar la electricidad a baja tensión y elevarla en tierra puesto que las distancias a las SET no son muy elevadas.

Si hay disponibles dos SET de la misma tensión, se ha seleccionado aquella que aparece en el Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026 [90] como que va a haber una ampliación de subestación para la conexión de generación. Vienen indicados con el siguiente símbolo:

Ampliaciones de subestación:

Para conexión de generación y almacenamiento: 

Figura 51: Símbolo de ampliación de subestación para conexiones de generación. [90]

De esta forma la evaluación de la conexión a red queda como se observa en la Tabla 27.

Zona	Subestación	Puntuación
CAN-TEN-1	Granadilla 220	
CAN-TEN-2	Granadilla 220	
CAN-GC-1	Barranco de Tirajana 220	
CAN-FV-1	Salinas 66	
CAN-FV-2	Salinas 66	
CAN-LANZ-1	Punta Grande 66	

Tabla 27: Evaluación de la conexión a red de la demarcación canaria. Elaboración propia.

Respecto a las distancias a la costa, si bien se detallan todas las distancias de las conexiones de cada subestación a cada zona en el ANEXO I: Situación geográfica zonas frente a la subestación más cercana, a continuación, en la Tabla 28 y Tabla 29 se especifican las distancias y la valoración para la demarcación canaria y los rangos de evaluación, respectivamente:

Zona	Subestación	Distancia(km)	Puntuación
CAN-TEN-1	Granadilla	5	
CAN-TEN-2	Granadilla	5	
CAN-GC-1	Tirajana	8	
CAN-FV-1	Salinas	16	
CAN-FV-2	Salinas	7	
CAN-LANZ-1	Punta Grande	4	

Tabla 28: Valoración distancia a la SET de las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia.

Nivel	Puntuación	Rango(km)
Bajo	1	≥ 10
Medio	2	11-7
Alto	3	≤ 6

Tabla 29: Rangos de nivel de distancia a la SET para la demarcación canaria. Elaboración propia.

En general, el requisito de conexión a red es más flexible en la demarcación canaria puesto que las zonas establecidas por el POEM se encuentran muy cercanas a la costa.

Por último, como las distancias a la costa son muy pequeñas, se establece que sólo será necesaria la construcción de una subestación marina para la conexión de la zona CAN-FV-1 a Salinas:

Zona	Subestación	Subestación offshore	Puntuación
CAN-TEN-1	Granadilla	No	
CAN-TEN-2	Granadilla	No	
CAN-GC-1	Tirajana	No	
CAN-FV-1	Salinas	Sí	
CAN-FV-2	Salinas	No	
CAN-LANZ-1	Punta Grande	No	

Tabla 30: Valoración de la necesidad de construcción de una subestación offshore en las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia.

4.5 IMPACTO VISUAL

El uso de la energía eólica se trata de una actividad desarrollada por el ser humano que no forma parte del hábitat natural de los paisajes. Por ello, surge la necesidad de estudiar el impacto visual de los aerogeneradores desde el litoral, especialmente en las principales localidades y destinos turísticos, como playas y puntos de observación panorámicos. Si bien se pueden realizar programas de restauración paisajística resulta, conveniente que no sea la primera opción para resolver este aspecto.

Tras un extenso estudio sobre diversos parques eólicos marinos y su impacto visual, se recalca el Parc Tramuntana previsto con 35 aerogeneradores flotantes, en su punto más cercano a la costa a 24 km y de 500 MW [95]. El estudio realizado por Plain Concepts tuvo como resultado una simulación que muestra cómo se adaptaría el parque al entorno natural de la Costa Brava. En la siguiente Figura 52 se puede observar dicha simulación y valorar que, cualitativamente, al situarse a 24 km de dicha foto, el impacto visual es bajo.



Figura 52: Simulación Parc Tramuntana [96].

En dicho proyecto, se establece una distancia mínima a la costa de 8km, valor para tener en cuenta en un futuro diseño de un parque eólico offshore. Asimismo, los parques tienen mayor impacto visual si la mayor longitud del parque en su dimensión paralela a costa, este factor se tendrá en cuenta en un futuro diseño de los parques.

Numerosos estudios realizados por empresas de prestigio indican que a 20 km de la costa no existe impacto visual [97], valor importante para los posibles parques a instalar en la costa de la demarcación noratlántica.

Debido a la ausencia de un proceso unificado o regulado para los estudios de impacto visual, para el presente proyecto se va a evaluar la distancia más cercana a la costa de las zonas determinadas por el POEM. Teniendo así más impacto visual aquellas más próximas a la costa.

En las siguientes tablas se muestran ordenadas las zonas de la más próxima a la más lejana, teniendo más impacto visual las primeras comparadas con las últimas. Los datos han sido

obtenidos previamente para la realización del capítulo 4.2 mediante la herramienta INFOMAR, por lo que las distancias son aproximadas.

Zona	Distancia a tierra (km)	Puntuación
NOR-8	15	
NOR-5	21	
NOR-1-3-4	23	
NOR-7	29	
NOR-2-6	30	

Tabla 31: Evaluación del impacto visual en cuanto a la distancia a tierra de las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

Los rangos establecidos para cada puntuación han sido: a partir de una distancia mayor a 20 km, puntuación 2 positiva y a partir de 30 km idóneo.

Zona	Distancia a tierra (km)	Puntuación
CAN-TEN-1-2/CAN-LANZ-1	2	
CAN-FV-1-2	6	
CAN-GC-1	7	

Tabla 32: Evaluación del impacto visual en cuanto a la distancia a tierra de las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia.

Al haberse agrupado en 3 niveles, los rangos de puntuación surgen automáticamente: mayor que 4 y mayor que 6 kilómetros.

En contraposición con el estudio de conexión a red, para que no haya impacto visual es más adecuado situar los parques más lejos de la costa. Sin embargo, el impacto visual también depende del número de localidades existentes en la costa específica con vista directa al parque y el número de aerogeneradores visibles desde dichas áreas, entre otros. Existe un método [98] para evaluar el impacto visual que tiene en cuenta estos parámetros, pero para ello serían necesarias imágenes desde la costa del litoral, y herramientas de visualización y software para evaluarlo. Por ello, este parámetro se le da menor importancia en este proyecto previendo un futuro análisis del impacto visual en el momento de realización del proyecto.

El segundo aspecto para evaluar en cuanto al impacto visual es si la dimensión paralela a la costa es más grande a la perpendicular. En aquellos casos en el que sea así, habrá mayor impacto visual que en los casos en los cuales la dimensión perpendicular es más grande a la paralela.

Se ha realizado esta evaluación obteniendo en primer lugar la rosa de los vientos para cada una de las ubicaciones. Los aerogeneradores han de situarse de forma perpendicular a la

dirección predominante del viento en la ubicación para maximizar su aprovechamiento y disminuir el efecto estela [99]. Así, con la rosa de los vientos, se obtiene la dirección perpendicular y se establece si es paralela o perpendicular a la costa cercana a dicha zona y su idoneidad.

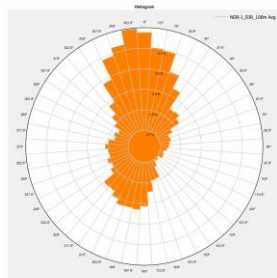


Figura 53: Rosa de los vientos NOR-1. Furow.

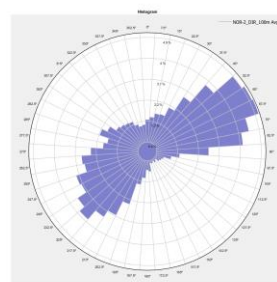


Figura 54: Rosa de los vientos NOR-2. Furow.

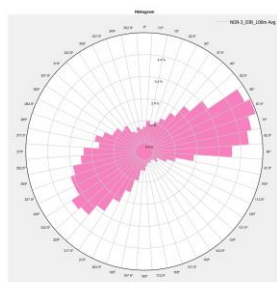


Figura 55: Rosa de los vientos NOR-3. Furow.

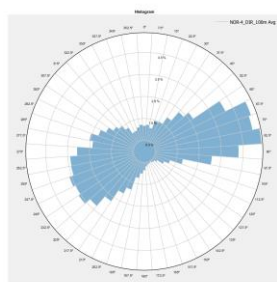


Figura 56: Rosa de los vientos NOR-4. Furow.

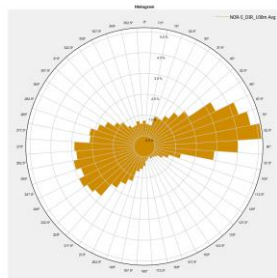


Figura 57: Rosa de los vientos NOR-5. Furow.

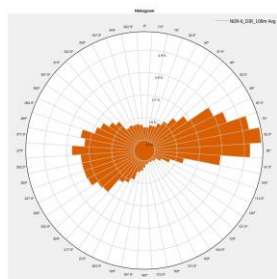


Figura 58: Rosa de los vientos NOR-6. Furow.

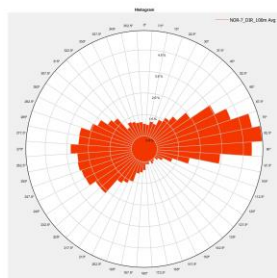


Figura 59: Rosa de los vientos NOR-7. Furow.

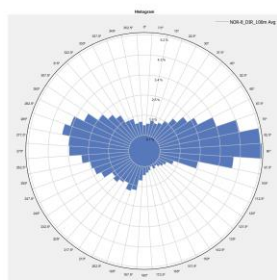


Figura 60: Rosa de los vientos NOR-8. Furow.

Agrupando las direcciones de la rosa de los vientos en una tabla y estableciendo los niveles de puntuación como se establece en la Tabla 33, la evaluación del impacto visual respecto a la dirección del viento para la zona noratlántica queda según la Tabla 34.

Nivel	Puntuación	Posición aerogeneradores frente a la costa
Bajo	1	Paralelo
Medio	2	Oblicuo
Alto	3	Perpendicular

Tabla 33: Rango de niveles para el análisis del impacto visual respecto a la dirección del viento.
Elaboración propia.

Zona	Dirección viento	Dirección aerogeneradores	Posición aerogeneradores frente a la costa	Puntuación
NOR-1	N-S	E-O	Perpendicular	
NOR-2	NE-SO	SE-NO	Perpendicular	
NOR-3	NE-SO	SE-NO	Oblicuo	
NOR-4	NE-SO	SE-NO	Oblicuo	
NOR-5	NE-SO	SE-NO	Oblicuo	
NOR-6	NE-SO	SE-NO	Oblicuo	
NOR-7	NE-SO	SE-NO	Oblicuo	
NOR-8	E-O	N-A	Perpendicular	

Tabla 34: Evaluación del impacto visual respecto a la dirección del viento para la zona noratlántica.
Elaboración propia.

Realizando el mismo procedimiento para la zona canaria, a continuación, se muestran las rosas de los vientos para cada zona.

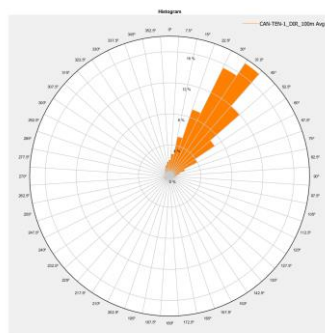


Figura 61: Rosa de los vientos CAN-TEN-1. Furow.

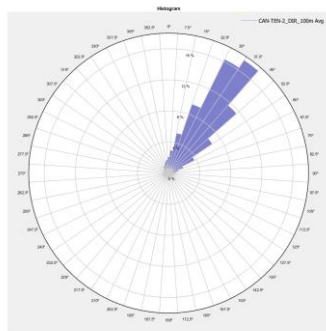


Figura 62: Rosa de los vientos CAN-TEN-2. Furow.

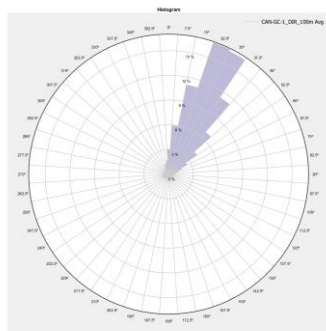


Figura 63: Rosa de los vientos CAN-GC-1. Furow.

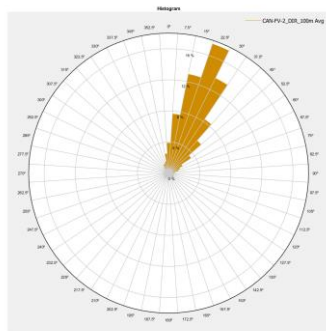


Figura 64: Rosa de los vientos CAN-FV-1. Furow.

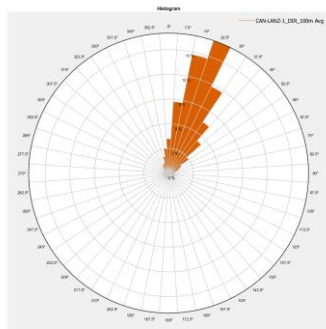


Figura 65: Rosa de los vientos CAN-FV-2. Furow.

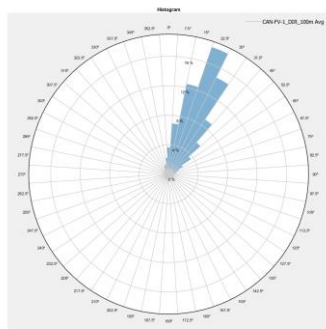


Figura 66: Rosa de los vientos CAN-LANZ-1. Furow.

Los rangos de evaluación para su puntuación siguen el mismo procedimiento que para la zona noratlántica, y su evaluación queda según se expone en la siguiente Tabla 35:

Zona	Dirección viento	Dirección aerogeneradores	Posición aerogeneradores frente a la costa	Puntuación
CAN-TEN-1	NE-SO	NO-SE	Perpendicular	
CAN-TEN-2	NE-SO	NO-SE	Perpendicular	
CAN-GC-1	NE-SO	NO-SE	Perpendicular	
CAN-FV-1	NE-SO	NO-SE	Perpendicular	
CAN-FV-2	NE-SO	NO-SE	Perpendicular	
CAN-LANZ-1	NE-SO	NO-SE	Perpendicular	

Tabla 35: Evaluación del impacto visual respecto a la dirección del viento para la zona canaria. Elaboración propia.

Resulta notable que las zonas establecidas por el POEM son aquellas al este de cada una de las islas del archipiélago, donde la dirección del viento viene marcada por la presencia de zona terrestre en medio del Océano Atlántico.

4.6 PROFUNDIDAD DEL AGUA

La conexión entre la subestación offshore y onshore, o entre los aerogeneradores y la onshore en ausencia de la primera; se realiza mediante cables de exportación a la tensión más alta posible para minimizar pérdidas. Han de instalarse de forma segura para evitar daños por arrastre o anclas, así como por su exposición a cargas hidrodinámicas. A continuación, se desarrolla el estudio de la batimetría de las zonas habilitadas por el POEM. Cuanta más profunda sea la zona, más desfavorable será puesto que serán necesarios más kilómetros de cable para el sistema de evacuación. También será más desfavorable en lo que respecta a la sujeción de la subestación offshore en el caso de que haya.

4.6.1 PROFUNDIDAD DEL AGUA DE LA DEMARCACIÓN NORATLÁNTICA

En las siguientes imágenes se presentan los mapas batimétricos de la zona noratlántica:

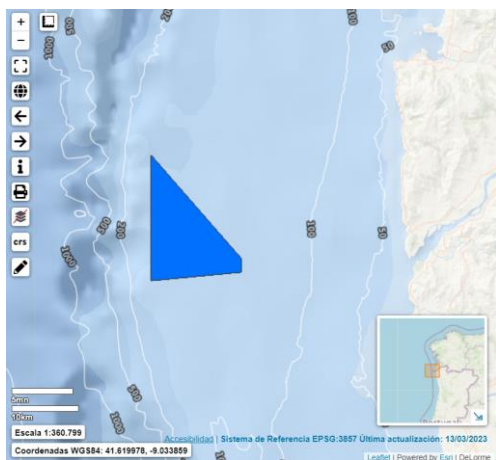


Figura 67: Mapa batimétrico zona NOR-1.

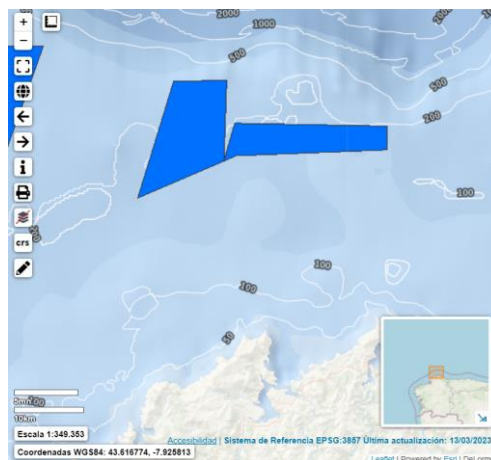


Figura 69: Mapa batimétrico zonas NOR-3 y NOR-4.

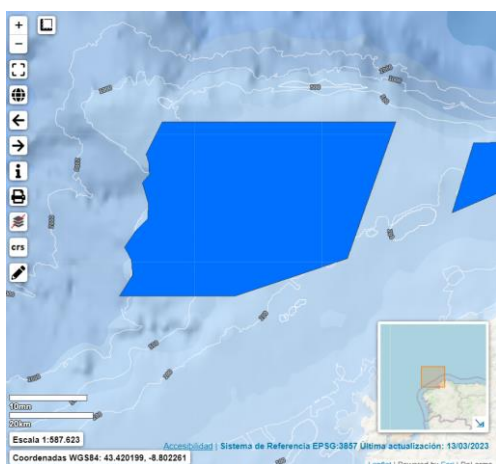


Figura 68: Mapa batimétrico zona NOR-2.

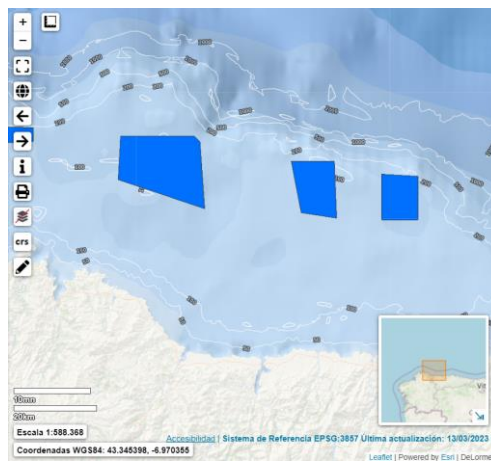


Figura 70: Mapa batimétrico zonas NOR-5, NOR-6 y NOR-7.

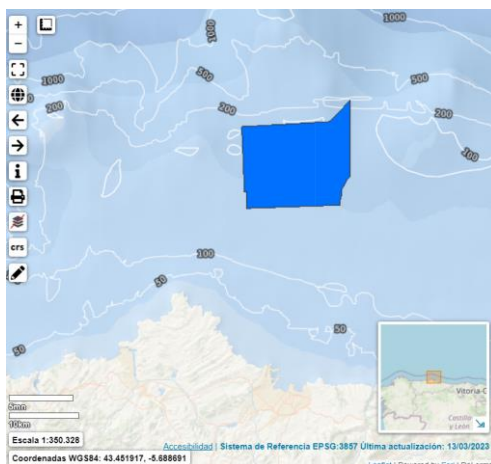


Figura 71: Mapa batimétrico zona NOR-8.

Si se establecen los rangos para la puntuación de la Tabla 36, la evaluación de la profundidad del agua para las zonas de la demarcación noratlántica queda según la Tabla 37:

Nivel	Puntuación	Rango (km)
Bajo	1	200-500(1000)
Medio	2	200-500
Alto	3	100-200

Tabla 36: Rango de niveles para el análisis de la profundidad del agua en las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

Zona	Rango de profundidades (km)	Puntuación
NOR-1	100-200	
NOR-2	200-500 (1000)	
NOR-3	200-500	
NOR-4	100-200	
NOR-5	100-200	
NOR-6	100-200	
NOR-7	100-200	
NOR-8	100-200	

Tabla 37: Evaluación de la profundidad del agua para la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

4.6.2 PROFUNDIDAD DEL AGUA DE LA DEMARCACIÓN CANARIA

Realizando el mismo procedimiento para la demarcación canaria, a continuación, se observa la batimetría de cada zona de la demarcación.

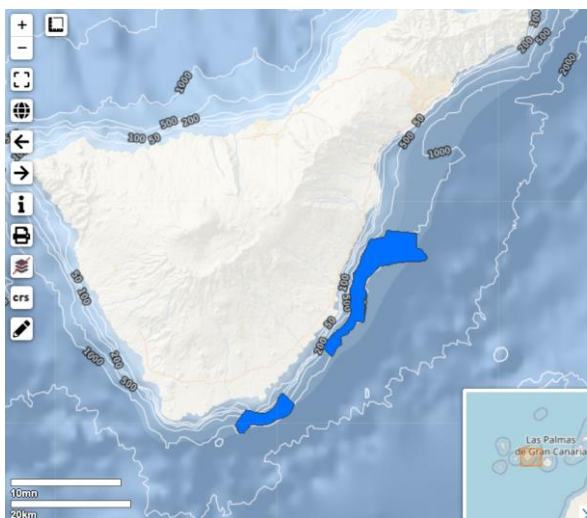


Figura 72: Mapa batimétrico zonas CAN-TEN-1 Y CAN-TEN-2.



Figura 74: Mapa batimétrico zonas CAN-FV-1 y CAN-FV-2.

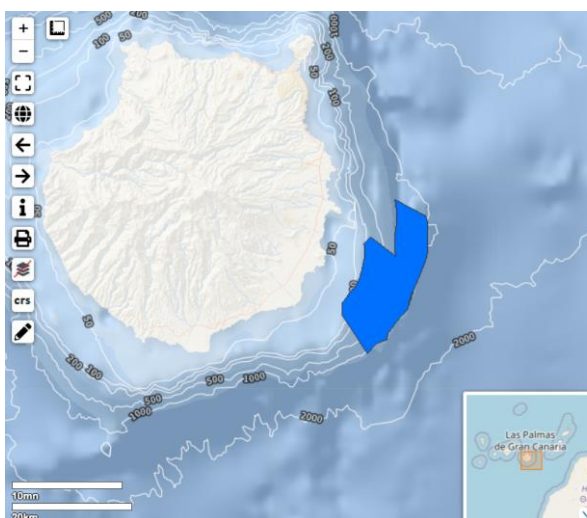


Figura 73: Mapa batimétrico zona CAN-GC-1.

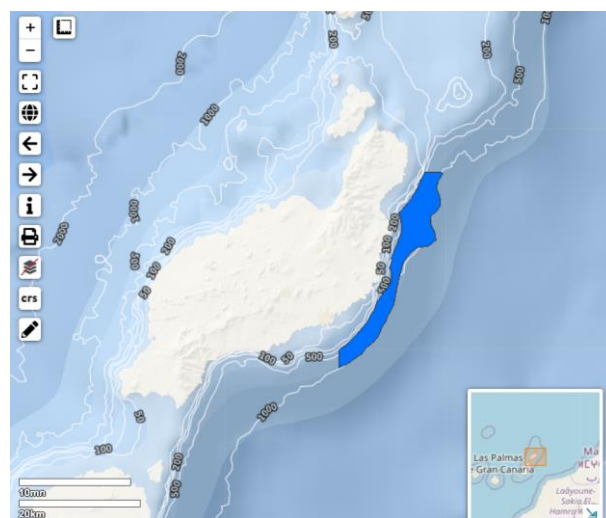


Figura 75: CAN-LANZ-1.

Si se establecen los rangos para la puntuación de la Tabla 38, la evaluación de la profundidad del agua para las zonas de la demarcación noratlántica queda según la Tabla 39:

Nivel	Puntuación	Rango (km)
Bajo	1	500-1000
Medio	2	-
Alto	3	200-1000

Tabla 38: Rango de niveles para el análisis de la profundidad del agua en las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia.

Zona	Rango de profundidades (km)	Puntuación
CAN-TEN-1	200-1000	
CAN-TEN-2	500-1000	
CAN-GC-1	200-1000	
CAN-FV-1	200-1000	
CAN-FV-2	500-1000	
CAN-LANZ-1	500-1000	

Tabla 39: Evaluación de la profundidad del agua para la demarcación canaria. Elaboración propia.

A continuación, se han obtenido los contornos batimétricos desde el vértice más cercano a la costa hasta el punto más cercano a la SET para poder determinar si es suave o escarpado. Esto se ha realizado a través de la herramienta de cartografía marina del MITECO [100].

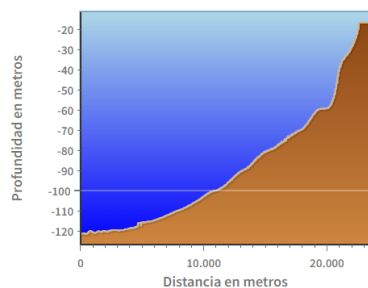


Figura 76: Perfil batimétrico NOR-1 a Atios

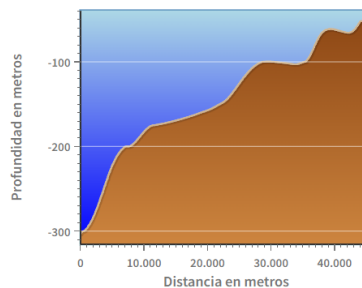


Figura 77: Perfil batimétrico NOR-2 a Sabón.

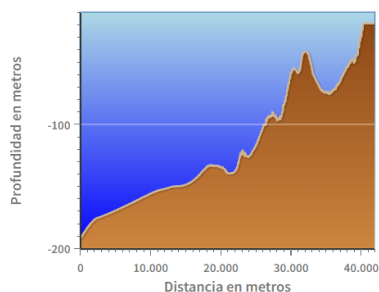


Figura 78: Perfil batimétrico NOR-3 a Xove.

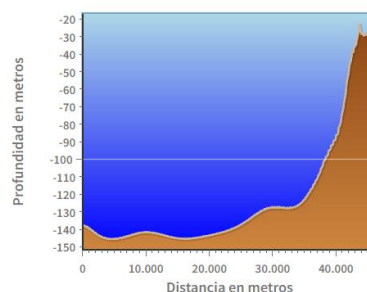


Figura 81: Perfil batimétrico NOR-6 a Xove.

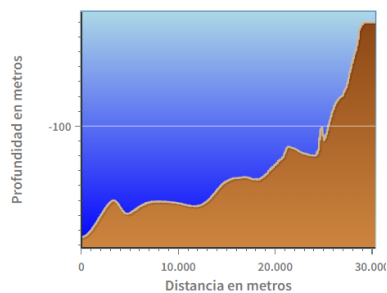


Figura 79: Perfil batimétrico NOR-4 a Xove.

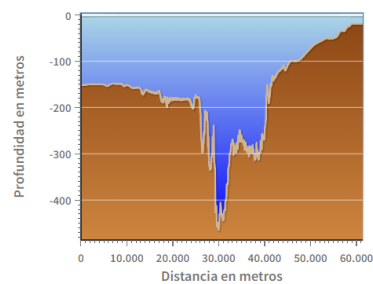


Figura 82: Perfil batimétrico NOR-7 a Tabiella.

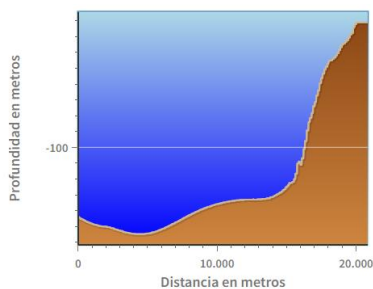


Figura 80: Perfil batimétrico NOR-5 a Xove.

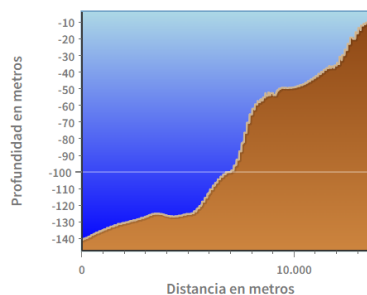


Figura 83: Perfil batimétrico NOR-8 a Tabiella.

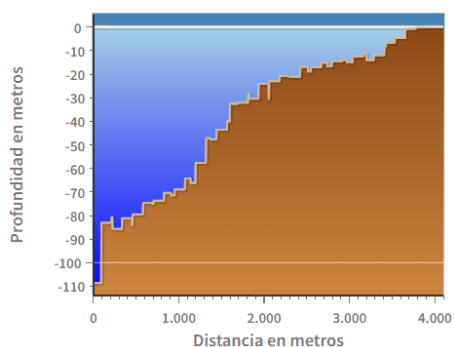


Figura 84: Perfil batimétrico CAN-TEN-1 al Puerto de Granadilla.

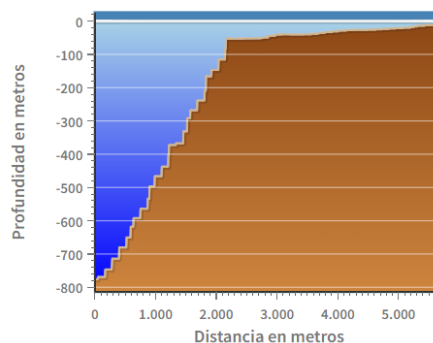


Figura 87: Perfil batimétrico CAN-FV-1 a Gran Tarajal.

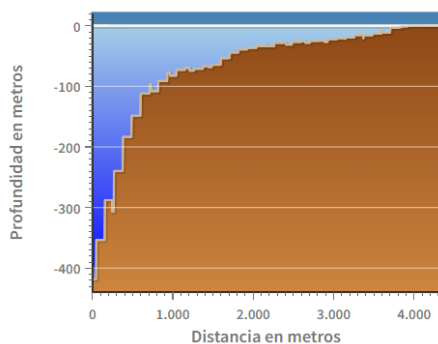


Figura 85: Perfil batimétrico CAN-TEN-2 al Puerto de Granadilla.

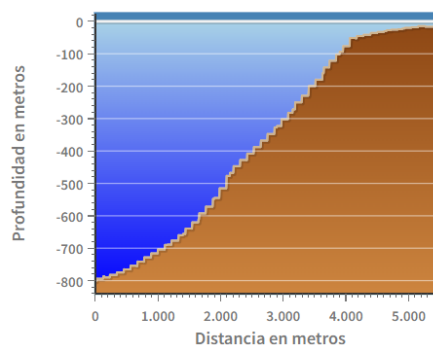


Figura 88: Perfil batimétrico CAN-FV-2 a Puerto del Rosario (Salinas).

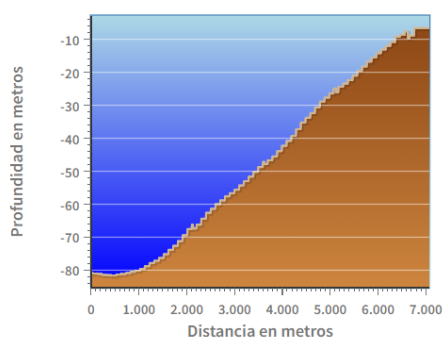


Figura 86: Perfil batimétrico CAN-GC-1 a Tirajana.

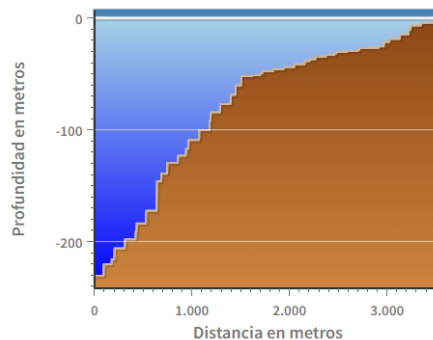


Figura 89: Perfil batimétrico CAN-LANZ-1 a Punta Grand

Como se ha podido observar, hay zonas con contornos más suaves y otras más escarpados. Aquellas con contornos más suaves tendrán mayor facilidad para la instalación del sistema de evacuación que las que sean más escarpados. Sin embargo, este aspecto no resulta ser cuantificable puesto que los contornos se han obtenido en línea recta sin tener consideración de lo que se pueda encontrar en el fondo marino. Por ello, se mantiene fuera del análisis, sirve como característica meramente informativa.

4.7 OLEAJE

El patrón de ondas que se forman en la superficie del océano cuando el viento sopla sobre el agua se conoce como oleaje. Es un fenómeno complejo que depende de una variedad de factores, como la dirección y la velocidad del viento, la longitud de onda del viento sobre el agua y la profundidad y forma del fondo del mar [101].

La altura significativa de la ola y el período de la ola son los dos factores principales que lo definen:

- La altura significativa de las olas es un valor promedio utilizado para describir la altura de las olas en un mar agitado que se puede observar desde un punto de medida. Corresponde a la altura media del tercio de olas más altas.
- El tiempo que transcurre entre dos crestas de olas que pasan por un punto fijo en el océano se conoce como período de ola. Por lo tanto, es la cantidad de tiempo que tarda una onda en completar un ciclo. El periodo de ola se mide en segundos.

Para evitar problemas de seguridad y operatividad en una plataforma de energía eólica flotante, la altura máxima de la ola es un factor crucial que debe tenerse en cuenta [31]. Las olas pueden poner en peligro la estabilidad de la plataforma si alcanzan alturas significativamente elevadas. Una fuerte ola puede volcar o dañar gravemente una estructura flotante, poniendo en peligro la integridad de la plataforma, los equipos y los operarios.

Las plataformas de energía eólica flotantes están expuestas a las condiciones marítimas cambiantes porque se encuentran en aguas abiertas. Por lo tanto, es fundamental evaluar el oleaje previsto en el lugar donde se instalará la plataforma y diseñarla con las especificaciones adecuadas para resistir olas de una altura máxima específica. Para garantizar que la plataforma pueda soportar el oleaje más severo que se pueda esperar en su ubicación, se pueden incorporar sistemas de estabilización, materiales más resistentes y un diseño estructural adecuado.

En el presente proyecto, se realiza un análisis del oleaje en cada zona de cada demarcación atendiendo a la máxima altura de ola significativa. De esta forma, zonas en las que se alcancen mayores alturas de ola, serán más desfavorables para posicionar un parque eólico flotante que zonas en las que dicha altura sea menor. Los datos se han obtenido de diversos puntos SIMAR de la página de Puertos del Estado Español [102], buscando el punto que se encuentre dentro de cada zona. La información completa sobre el oleaje en cada punto se encuentra en el ANEXO V: Oleaje de las zonas de la demarcación noratlántica y el ANEXO VI: Oleaje de las zonas de la demarcación canaria

4.7.1 OLEAJE DE LA DEMARCACIÓN NORATLÁNTICA

Así, los rangos de puntuación para la zona noratlántica quedan como se observa en la Tabla 40, y la evaluación del oleaje en la Tabla 41:

Nivel	Puntuación	Rango (m)
Bajo	1	$H_s \geq 6,8$
Medio	2	$6,8 > H_s > 6,5$
Alto	3	$H_s \leq 6,5$

Tabla 40: Rango de niveles para el análisis del oleaje en las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

Zona	Máxima altura de ola significativa (m)	Puntuación
NOR-1	6,27	
NOR-2	6,8	
NOR-3	6,77	
NOR-4	6,99	
NOR-5	6,85	
NOR-6	5,75	
NOR-7	6,22	
NOR-8	7,11	

Tabla 41: Evaluación del oleaje para la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

4.7.2 OLAJE DE LA DEMARCACIÓN CANARIA

Los rangos de puntuación para la zona canaria quedan como se observa en la Tabla 42, y la evaluación del oleaje en la Tabla 43:

Nivel	Puntuación	Rango (km)
Bajo	1	$H_s \geq 3,75$
Medio	2	$3,75 > H_s > 3,53$
Alto	3	$H_s \leq 3,53$

Tabla 42: Rango de niveles para el análisis del oleaje en las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia.

Zona	Máxima altura de ola significativa (m)	Puntuación
CAN-TEN-1	3,57	
CAN-TEN-2	3,46	
CAN-GC-1	3,32	
CAN-FV-1	3,31	
CAN-FV-2	3,33	
CAN-LANZ-1	3,96	

Tabla 43: Evaluación del oleaje para la demarcación canaria. Elaboración propia.

Si se comparan ambas demarcaciones, la noratlántica alcanza alturas de ola mayores que la canaria, lo cual se deba probablemente a la orografía de sus zonas colindantes.

4.8 COEXISTENCIA CON OTRAS ACTIVIDADES

Para el estudio de las distintas zonas y su coexistencia con otras actividades, se ha procedido a usar la herramienta INFOMAR[61]. Se han ido seleccionando distintas zonas y limitaciones sobre una capa base con las zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina, las zonas de estudio en el presente Trabajo Fin de Máster, del POEM. De esta forma, visualmente se puede analizar si existe algún tipo de superposición con alguna de ellas que ponga en peligro la instalación de un parque eólico marino en sus aguas.

La forma de analizar este parámetro ha sido otorgando 1 punto a la zona si existe una superposición completa de su área con otro tipo de actividad y 0.5 puntos si únicamente abarca una parte de la misma.

A continuación, se analiza la coexistencia con otras actividades de las zonas de la demarcación noratlántica y canaria.

4.8.1 COEXISTENCIA CON OTRAS ACTIVIDADES DE LAS ZONAS DE LA DEMARCACIÓN NORATLÁNTICA

- **Zonas de uso prioritario**

En lo que respecta a las zonas de uso prioritario para la protección de biodiversidad, como se muestra en la Figura 90, la zona NOR-8 se ve parcialmente afectada por ella. Son zonas con espacios marinos protegidos y en el POEM se establece que en el caso de existir un solape con las de alto potencial para la eólica marina, han de estudiarse las repercusiones sobre las mismas previo a la instalación de cualquier parque. Por ello, es importante recalcar que existe la necesidad siempre de un estudio de impacto ambiental en las fases previas del proyecto.



Figura 90: Zonas de uso prioritario para la protección de biodiversidad demarcación noratlántica. INFOMAR.

En cuanto a las zonas de uso prioritario para la Defensa Nacional, en la siguiente figura se observa como la zona NOR-2 se encuentra afectada en su totalidad y la NOR-3 parcialmente. Son zonas con ejercicios militares usadas por las Fuerzas Armadas, las cuales han de tener en consideración la posible presencia de parques eólicos y adaptarse a ellos.



Figura 91: Zonas de uso prioritario para la Defensa Nacional de la demarcación noratlántica. INFOMAR.

- **Zonas de alto potencial**

En cuanto a las zonas de alto potencial para la conservación de la biodiversidad, si bien las zonas del POEM son evitadas en varias situaciones, no lo son para la NOR-6 y la NOR-8, esta última de forma parcial. En estas zonas pueden existir hábitats o especies de alto valor de conservación que no estén contempladas en ninguna figura de protección. El POEM contempla que las diversas administraciones han de tener en cuenta este tipo de zonas a la hora de autorizar cualquier tipo de actividad.



Figura 92: Zonas de alto potencial para la conservación de la biodiversidad para la demarcación noratlántica. INFOMAR.

- Áreas identificadas por expertos en el marco del proyecto INTEMARES como valiosas o de interés para las aves

Resulta de especial importancia esta área, puesto que la interacción de los aerogeneradores con las aves resulta ser uno de los principales problemas a la hora de realizar un proyecto. En este caso, como se puede observar en la Figura 93, para la demarcación noratlántica se reduce este problema considerablemente.



Figura 93: Áreas identificadas por expertos en el marco del proyecto INTEMARES como valiosas o de interés para las aves para la demarcación noratlántica. INFOMAR.

- Red Natura 2000

En lo que respecta a espacios protegidos, la Red Natura 2000 establece Zonas Especiales de Conservación (ZEC) para conservar la biodiversidad de las especies y el hábitat de la naturaleza europea [103]. Como se puede observar en la siguiente Figura 94, únicamente la zona NOR-8 se encuentra afectada por este espacio.



Figura 94: Red Natura 2000 para la demarcación noratlántica. INFOMAR.

- Actividades y usos del medio marino actuales.

En la Figura 95 se puede observar cómo sobre la zona NOR-2 y parcialmente la NOR-3 se encuentra una zona permanente de ejercicios submarinos.



Figura 95: Zonas permanentes de ejercicios submarinos para la demarcación noratlántica. INFOMAR.

En cuanto a la distribución del esfuerzo pesquero - DM noratlántica, en la siguiente figura se puede observar una gran superposición de tipos de pesca: arrastre en pareja, arrastre con puertas, cerco, palangre de fondo, palangre de superficie, trasmallo, línea de mano y enmalle. Esta coexistencia con la pesca se extrae del análisis puesto que la demarcación noratlántica tiene este problema fundamental: los pesqueros gallegos. Con la apertura de la consulta pública del POEM, diversos organismos de pesca en la zona se movilaron en contra de la eólica marina en sus aguas [104]; por lo que en el presente proyecto se urge a un consenso con dichos organismos por parte de la Administración.

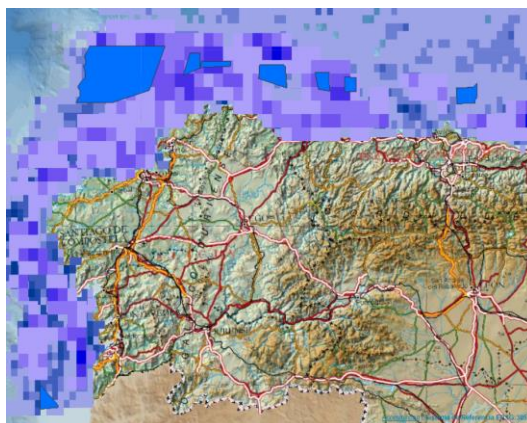


Figura 96: Distribución del esfuerzo pesquero para la demarcación noratlántica. INFOMAR.

La zona NOR-8 se encuentra parcialmente afectada por la presencia de un cable eléctrico o de telecomunicaciones como se puede observar en la Figura 97.



Figura 97: Cables de transporte eléctrico y telecomunicaciones en la demarcación noratlántica. INFOMAR.

En cuanto a la densidad media de buques, este aspecto tampoco se meterá en el análisis del proyecto puesto que como se observa en la siguiente figura, la costa noratlántica está marcada por una gran afluencia de los mismos.

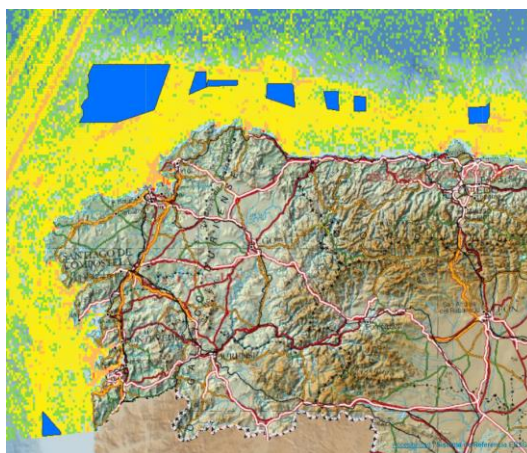


Figura 98: Tráfico marítimo y actividad portuaria, densidad media de buques para la demarcación noratlántica. INFOMAR.

A continuación, se muestra una tabla con los resultados de la coexistencia con otras actividades para la demarcación noratlántica. Resulta destacable mencionar que la zona NOR-8 se encuentra afectada por diversas actividades, mientras que zonas como la NOR-4 o la NOR-6 no se encuentran afectadas por ninguna.

	Zonas de uso prioritario para la protección de biodiversidad	Zonas de uso prioritario para la Defensa Nacional	Zonas de alto potencial para la conservación de la biodiversidad	Espacios protegidos por la Red Natura 2000	Zona permanente de ejercicios submarinos	Cables de transporte eléctrico y telecomunicaciones	Puntuación total
NOR-1							
NOR-2		1			1		2
NOR-3		0,5			0,5		1
NOR-4							
NOR-5							
NOR-6		1	1				2
NOR-7							
NOR-8	0,5	0,5	0,5	0,5		0,5	2,5

Tabla 44: Resultados de la coexistencia con otras actividades para las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

Para introducir estos datos en el análisis global, se han establecido los rangos de la Tabla 45 para la puntuación de las zonas y la evaluación de estas queda como se indica en la Tabla 46.

Nivel	Puntuación	Puntos coex.
Bajo	1	ptos $\geq$ 2
Medio	2	2>ptos $\geq$ 1
Alto	3	ptos<1

Tabla 45: Rango de niveles para el análisis de la coexistencia con otras actividades de las zonas de la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

Zona	Puntos de coexistencia	Puntuación
NOR-1	0	
NOR-2	2	
NOR-3	1	
NOR-4	0	
NOR-5	0	
NOR-6	2	
NOR-7	0	
NOR-8	2,5	

Tabla 46: Evaluación de la coexistencia con otras actividades para la demarcación noratlántica. Elaboración propia.

4.8.2 COEXISTENCIA CON OTRAS ACTIVIDADES DE LAS ZONAS DE LA DEMARCACIÓN CANARIA

- **Zonas de uso prioritario**

El archipiélago canario, de origen volcánico, se caracteriza por su amplia biodiversidad como bien se observa en la Figura 99. Así, las zonas correspondientes a las islas de Fuerteventura y Lanzarote se encuentran afectadas por estas zonas.



Figura 99: Zonas de uso prioritario para la protección de biodiversidad demarcación canaria. INFOMAR.

En cuanto a las zonas de uso prioritario para la Defensa Nacional, las zonas de la demarcación canaria no se encuentran afectadas.

- **Zonas de alto potencial**

En cuanto a las zonas de alto potencial para la conservación de la biodiversidad, si bien las zonas del POEM son evitadas en varias situaciones, no lo son para las zonas de la isla de Tenerife parcialmente y la de Lanzarote, parcialmente también. El POEM contempla que las diversas administraciones han de tener en cuenta este tipo de zonas a la hora de autorizar cualquier tipo de actividad.



Figura 100: Zonas de alto potencial para la conservación de la biodiversidad para la demarcación canaria. INFOMAR.

- Áreas identificadas por expertos en el marco del proyecto INTEMARES como valiosas o de interés para las aves

De la misma forma que se expuso para la demarcación noratlántica, es necesario un estudio de las aves que puedan encontrarse en la futura área de construcción de un parque eólico para reducir la probabilidad de colisión. Para la demarcación canaria, como se observa en la Figura 101, las zonas de la isla de Tenerife se encuentran parcialmente afectadas.

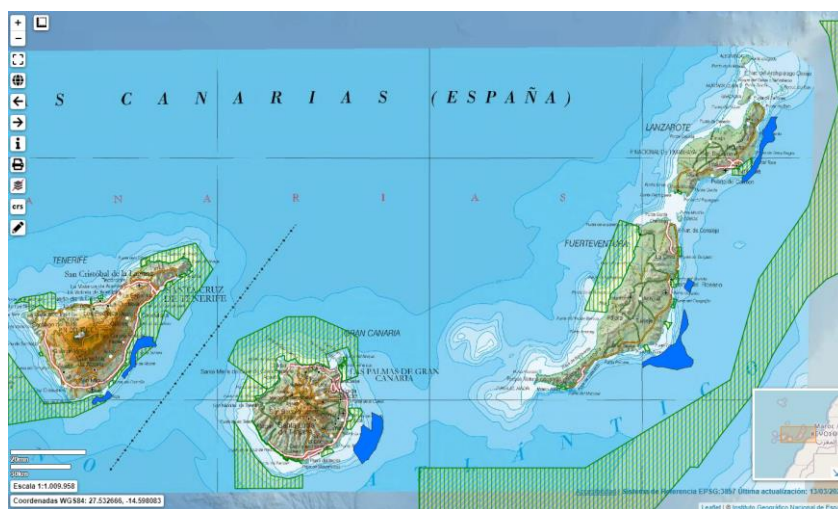


Figura 101: Áreas identificadas por expertos en el marco del proyecto INTEMARES como valiosas o de interés para las aves para la demarcación canaria. INFOMAR.

- Red Natura 2000

En cuanto a la Red Natura 2000 establecida por la Unión Europea, en la siguiente figura se observa cómo afecta en su totalidad a las zonas de las islas de Fuerteventura y Lanzarote.



Figura 102: Red Natura 2000 para la demarcación canaria. INFOMAR.

- Actividades y usos del medio marino actuales.

Las zonas CAN-TEN-1, CAN-GC-1, CAN-FV-2 y CAN-LANZ-1 se encuentran afectadas por la presencia de un cable eléctrico o de telecomunicaciones como se puede observar en la Figura 103.

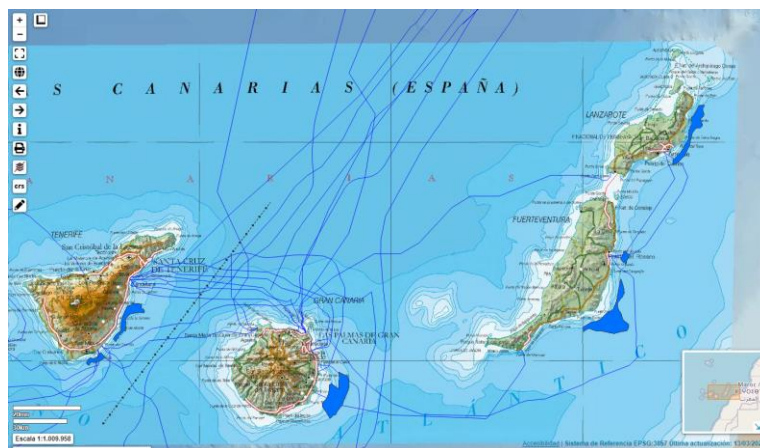


Figura 103: Cables de transporte eléctrico y telecomunicaciones en la demarcación canaria. INFOMAR.

De la misma forma que ocurría para la demarcación atlántica, la densidad media de buques no será un parámetro en el análisis del proyecto, puesto como se observa en la siguiente figura el archipiélago canario tiene mucho tráfico marítimo y gran actividad portuaria.

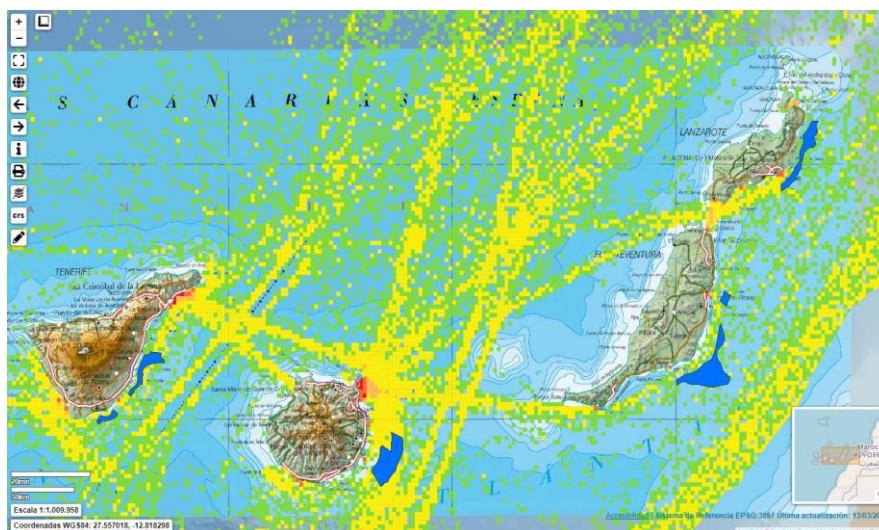


Figura 104: Tráfico marítimo y actividad portuaria, densidad media de buques para la demarcación canaria. INFOMAR.

A continuación, se muestra una tabla con los resultados de la coexistencia con otras actividades para la demarcación canaria. Resulta destacable mencionar que las zonas CAN-FV-2 y CAN-LANZ-1 se encuentran afectadas por múltiples actividades, por lo que resultarán más desfavorables en cuanto a este aspecto.

	Zonas de uso prioritario para la protección de biodiversidad	Zonas de alto potencial para la conservación de la biodiversidad	Áreas identificadas por expertos en el marco del proyecto INTEMARES como valiosas o de interés para las aves	Espacios protegidos por la Red Natura 2000	Cables de transporte eléctrico y telecomunicaciones	Puntuación total
CAN-TEN-1		0,5	0,5		1	2
CAN-TEN-2		0,5	0,5			1
CAN-GC-1					1	1
CAN-FV-1	1			1		2
CAN-FV-2	1			1	1	3
CAN-LANZ-1	1	0,5		1	1	3,5

Tabla 47: Resultados de la coexistencia con otras actividades para las zonas de la demarcación canaria.
Elaboración propia.

Para introducir estos datos en el análisis global, se han establecido los rangos de la Tabla 47 para la puntuación de las zonas y la evaluación de estas queda como se indica en la Tabla 48.

Nivel	Puntuación	Puntos coex.
Bajo	1	ptos $\geq$ 3
Medio	2	3>ptos $\geq$ 2
Alto	3	ptos<2

Tabla 48: Rango de niveles para el análisis de la coexistencia con otras actividades de las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia.

Zona	Puntos de coexistencia	Puntuación
CAN-TEN-1	2	
CAN-TEN-2	1	
CAN-GC-1	1	
CAN-FV-1	2	
CAN-FV-2	3	
CAN-LANZ-1	3,5	

Tabla 49: Evaluación de la coexistencia con otras actividades para la demarcación canaria. Elaboración propia.

4.9 BALANCE GLOBAL

En primer lugar, se va a explicar el valor de las ponderaciones para cada elemento, puesto que se comparten entre demarcaciones. Significa la importancia que tiene dicho elemento frente al resto, y puesto que se han identificado 10, su valor está comprendido del 1 al 10, siendo el 10 el de mayor importancia. Se ha decidido que este sea el recurso eólico, seguido de la conexión a la red eléctrica, distancia a la subestación eléctrica de transporte, profundidad del agua, variabilidad del recurso eólico, necesidad de una subestación offshore, impacto visual relativo a la distancia, impacto visual relativo a la dirección, oleaje y por último coexistencia con otras actividades. Esta lista se expone en la siguiente Tabla 50:

Elemento	Valor ponderación
Recurso eólico	10
Conexión a la red eléctrica	9
Distancia a la SET	8
Coexistencia con otras actividades	7
Variabilidad del recurso eólico	6
Subestación offshore	5
Impacto visual-distancia	4
Profundidad del agua	3
Oleaje	2
Impacto visual-dirección	1

Tabla 50: Valor de ponderación para cada elemento del análisis. Elaboración propia.

4.9.1 BALANCE GLOBAL DE LA DEMARCACIÓN NORATLÁNTICA

Las puntuaciones otorgadas para cada elemento del análisis de las zonas de la demarcación noratlántica se muestran en la siguiente Tabla 51:

Elemento	Puntuación		
	1	2	3
Recurso eólico	$v \leq 8,5$	$8,5 < v < 9,5$	$v \geq 9,5$
Variabilidad del recurso eólico	$k \geq 2,1$	$2,1 > k > 2,0$	$k \leq 2,0$
Conexión a la red eléctrica	Nada	Planificada	Existente (+ planif.)
Distancia a la SET	$d \geq 50$	$50 > d > 40$	$d \leq 40$
Subestación offshore	Sí	n/a	No
Impacto visual-distancia	$d < 20$	$20 \leq d < 30$	$d \geq 30$
Impacto visual-dirección	Paralela	Oblicua	Perpendicular
Profundidad del agua	200-500 (1000)	200-500	100-200
Oleaje	$H_s \geq 6,8$	$6,8 > H_s > 6,5$	$H_s \leq 6,5$
Coexistencia con otras actividades	$ptos \geq 2$	$2 > ptos \geq 1$	$ptos < 1$

Tabla 51: Puntuaciones para cada elemento del análisis de las zonas de la demarcación noratlántica.
Elaboración propia.

Y en la siguiente Tabla 52 se muestran ordenadas de mayor a menor puntuación cada zona:

ZONAS ORDENADAS	PUNTUACIÓN
NOR-4	119
NOR-3	117
NOR-2	111
NOR-5	109
NOR-8	103
NOR-1	94
NOR-6	93
NOR-7	93

Tabla 52: Zonas de la demarcación noratlántica ordenadas de mayor a menor puntuación. Elaboración propia.

De esta forma, la zona NOR-4 queda como la más favorable para la instalación de un parque eólico flotante teniendo en consideración todos los parámetros mencionados.

4.9.2 BALANCE GLOBAL DE LA DEMARCACIÓN CANARIA

Las puntuaciones otorgadas para cada elemento del análisis de las zonas de la demarcación canaria se muestran en la siguiente Tabla 53:

Elemento	Puntuación		
	1	2	3
Recurso eólico	$v \leq 9,00$	$9,0 < v < 9,3$	$v \geq 9,3$
Variabilidad del recurso eólico	$k \geq 3,0$	$3,0 > k > 2,6$	$k \leq 2,6$
Conexión a la red eléctrica	Nada	Planificada	Existente (+ planif.)
Distancia a la SET	$d \geq 10$	$11 > d > 7$	$d \leq 6$
Subestación offshore	Sí	n/a	No
Impacto visual-distancia	$d < 4$	$2 \leq d \leq 6$	$d > 6$
Impacto visual-dirección	Paralela	Oblicua	Perpendicular
Profundidad del agua	500-1000	n/a	200-1000
Oleaje	$H_s \geq 3,75$	$3,75 > H_s > 3,53$	$H_s \leq 3,53$
Coexistencia con otras actividades	$ptos \geq 3$	$3 > ptos \geq 2$	$ptos < 2$

Tabla 53: Puntuaciones para cada elemento del análisis de las zonas de la demarcación canaria. Elaboración propia

Y en la siguiente Tabla 54 se muestran ordenadas de mayor a menor puntuación cada zona:

ZONAS ORDENADAS	PUNTUACIÓN
CAN-GC-1	157
CAN-TEN-2	131
CAN-TEN-1	128
CAN-LANZ-1	127
CAN-FV-2	121
CAN-FV-1	116

Tabla 54: Zonas de la demarcación canaria ordenadas de mayor a menor puntuación. Elaboración propia.

Así, la zona CAN-GC-1 resulta ser la más favorable para la instalación de un parque eólico flotante teniendo en consideración todos los parámetros mencionados.

Capítulo 5. DISEÑO DE LOS PARQUES

Para el diseño de los parques en las zonas resultantes como más favorables para cada demarcación, la NOR-4 y la CAN-GC-1, se ha hecho uso del software Furow. Los pasos que se han tomado para el diseño de cada parque han sido los siguientes:

En primer lugar, se han obtenido los datos de recurso eólico, velocidad media y dirección del mismo, temperatura y presión. Estos datos vienen dados para unas alturas de buje determinadas, por lo que hay que extrapolarlas a la altura del buje de la turbina que se seleccione.

Se ha seleccionado la turbina eólica **V236-15.0 MW IEC S** de Vestas [105], ya que tras haber hecho un estudio de las distintas turbinas en el mercado, esta posee unas características notables para este tipo de parques eólicos flotantes. Tiene un área de barrido de 43,742 m² y sus aspas miden 115,5m. Es el fruto de casi 30 años de optimización del diseño de turbinas eólicas por parte de Vestas [106]. Sus características técnicas completas se muestran en el ANEXO VII: Ficha técnica Vestas V236-15.0 MWTM IEC S. Además, esta turbina es elegida por la mayoría de las empresas que a lo largo de los últimos meses han presentado sus proyectos de eólica flotante en las costas españolas a consulta pública (ANEXO VIII: Parques sometidos a consulta pública).

Así, una vez elegida la turbina a emplear, se usan sus parámetros para introducirlos en el Furow. Los datos previamente mencionados se extrapolan a la altura del buje, 162 metros. Todos estos datos se muestran en el ANEXO IX: Información extraída del Furow para el parque de la demarcación noratlántica y en el ANEXO X: Información extraída del Furow para el parque de la demarcación canaria.

Después se ha obtenido el mapa de la zona, con el cual se puede observar mejor la situación geográfica de la zona de estudio. En la Figura 105 el correspondiente a la zona NOR-4 y en la Figura 106 a la CAN-GC-1.

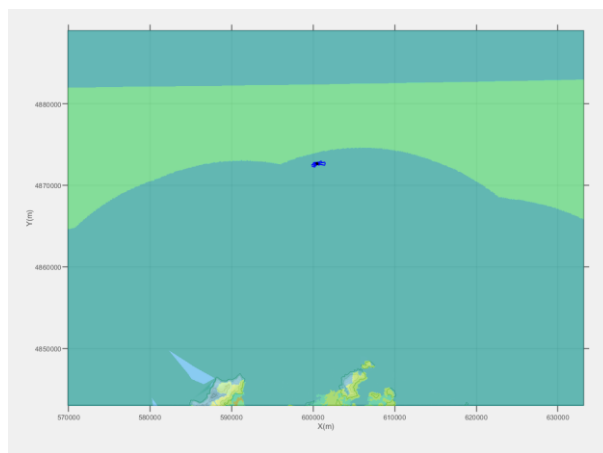


Figura 105: Situación geográfica de la zona de estudio NOR-4. Furow.

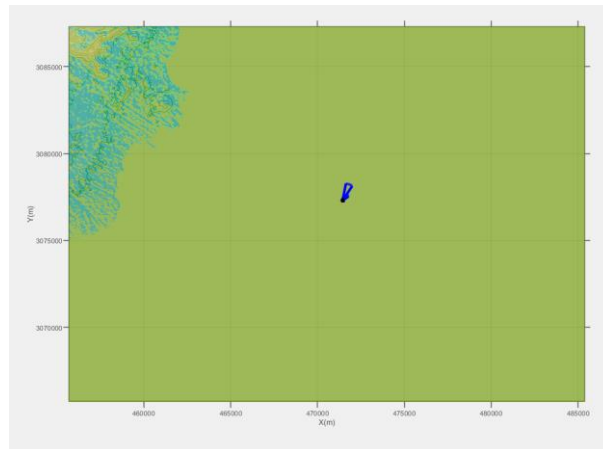


Figura 106: Situación geográfica de la zona de estudio CAN-GC-1. Furow.

Posteriormente se ha procedido a diseñar el layout de los parques eólicos, a elegir la ubicación y disposición de los aerogeneradores. En primer lugar, cabe mencionar que, para poder comparar ambos parques, se diseñarán con el mismo número de turbinas, 18, suponiendo un total de 270 MW de generación eólica offshore. Dichas turbinas se orientarán en la dirección del viento. Así, quedarán 3 columnas de 6 aerogeneradores cada una. Según diversas fuentes [107], la separación en la dirección predominante del viento entre aerogeneradores ha de ser de 10 veces el diámetro del mismo para reducir el efecto estela. En la dirección perpendicular ha de ser 5 veces el diámetro del aerogenerador. El layout de ambos parques queda como se muestra en las siguientes figuras:

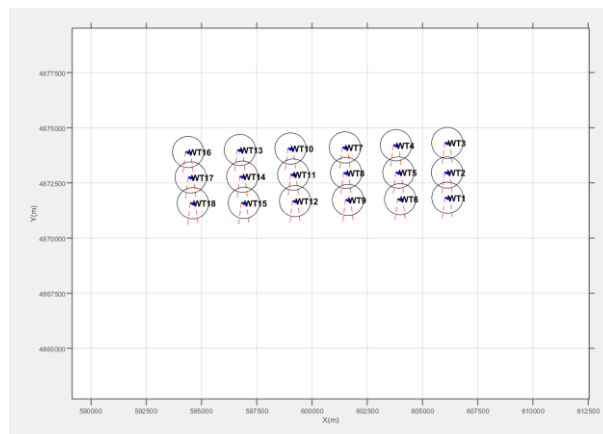


Figura 107: Layout parque eólico zona NOR-4. Elaboración propia-Furow.

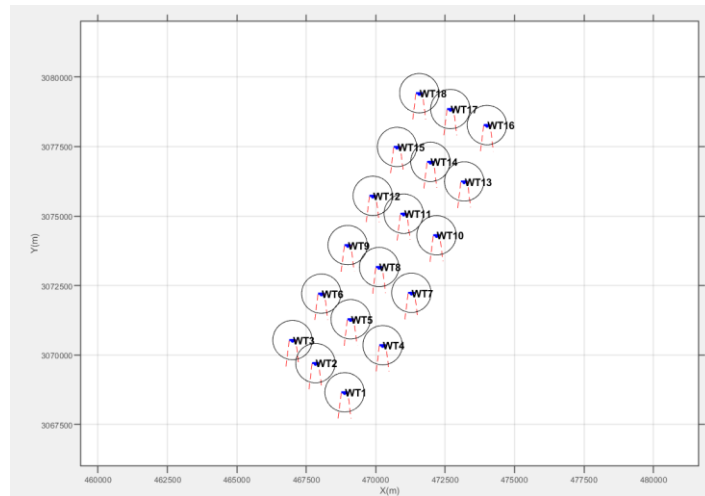


Figura 108: Layout parque eólico zona CAN-GC-1. Elaboración propia-Furow.

A continuación, se ha procedido a crear el parque eólico en el Furow y a calcular su recurso. Los resultados se discuten a continuación.

En la Figura 109 se puede observar la energía generada por sector para ambas zonas, si se compara con las rosas de los vientos del capítulo 4.5, cuadran con estas, puesto que es el recurso del cual se está obteniendo la energía.

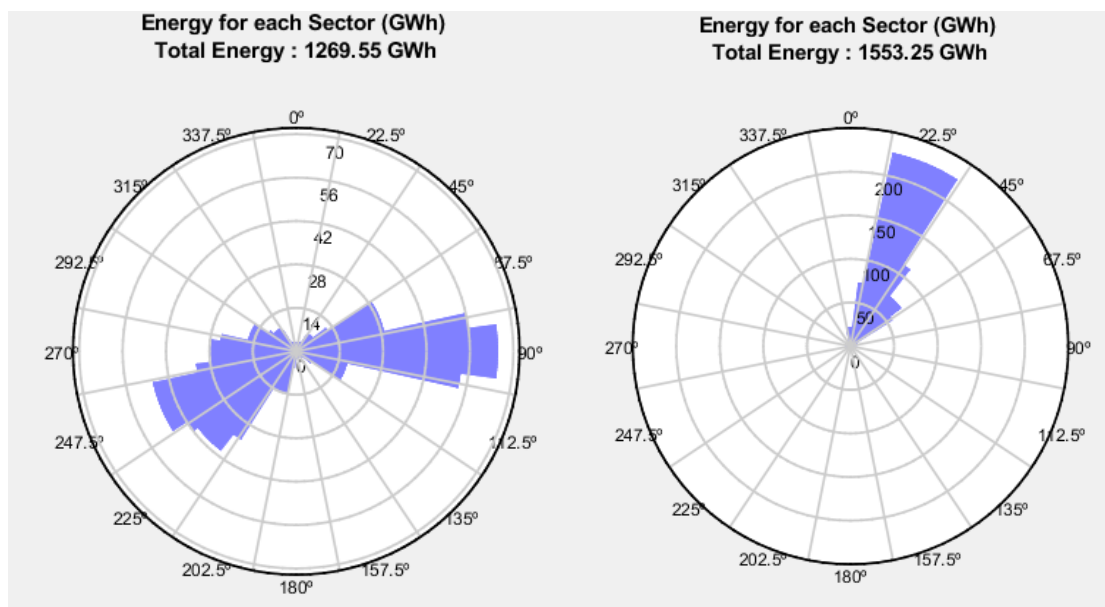


Figura 109: Energía generada por sector para las zonas NOR-4 (izq.) y CAN-GC-1 (dcha.). Furow.

En cuanto a las pérdidas debidas al efecto estela, resulta coherente que tengan la dirección del viento:

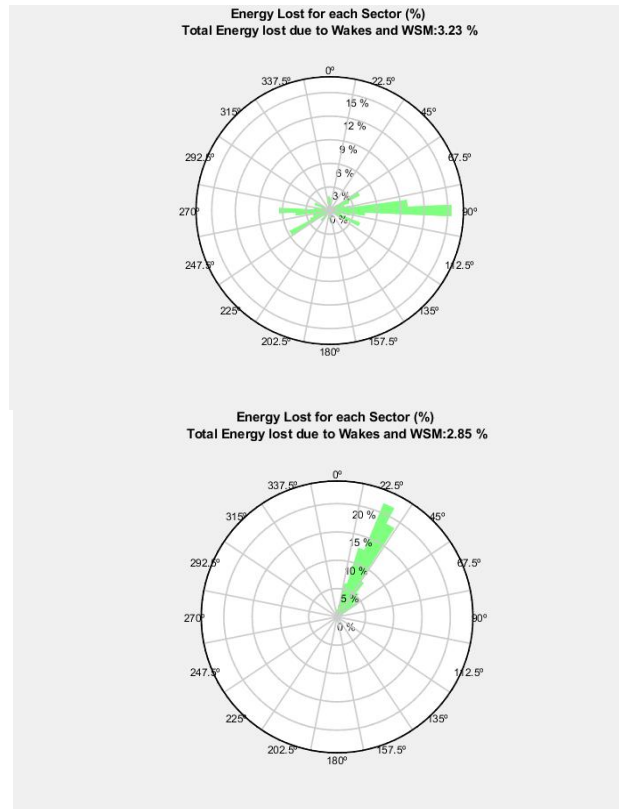


Figura 110: Pérdidas de energía debidas al efecto estela por sector para las zonas NOR-4 (izq.) y CAN-GC-1 (dcha.). Furow.

En lo que al recurso eólico respecta, la zona NOR-4 tiene notablemente más variabilidad que la CAN-GC-1, como se observa en la Figura 111.

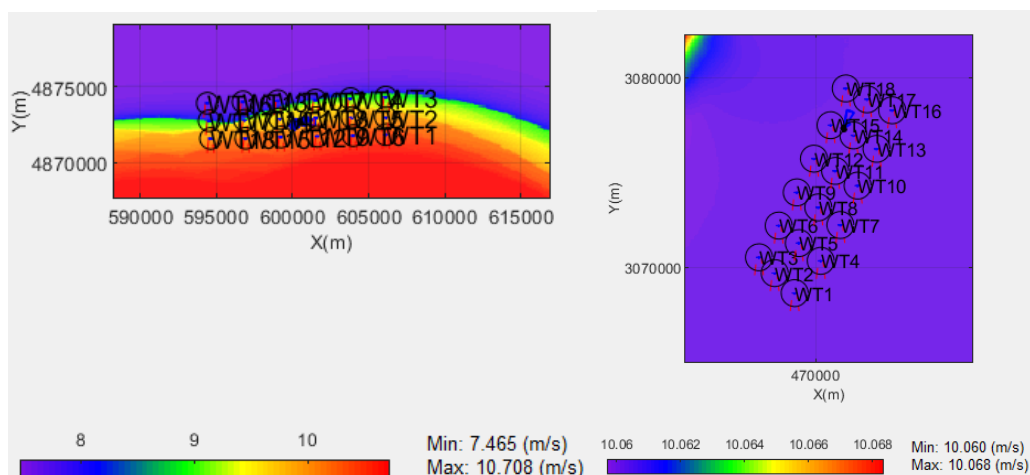


Figura 111: Recurso eólico para los parques de las zonas NOR-4 (izq.) y CAN-GC-1 (dcha.). Furow.

El programa permite realizar un análisis del ruido generado por las turbinas, y como se observa en la siguiente figura, éste se va disipando al alejarse de la zona de los parques. Si bien resulta que en las costas de dichas zonas no sea apreciable, resulta de alta importancia una vez más, realizar un estudio de impacto medioambiental previo a la construcción de un parque de estas magnitudes.

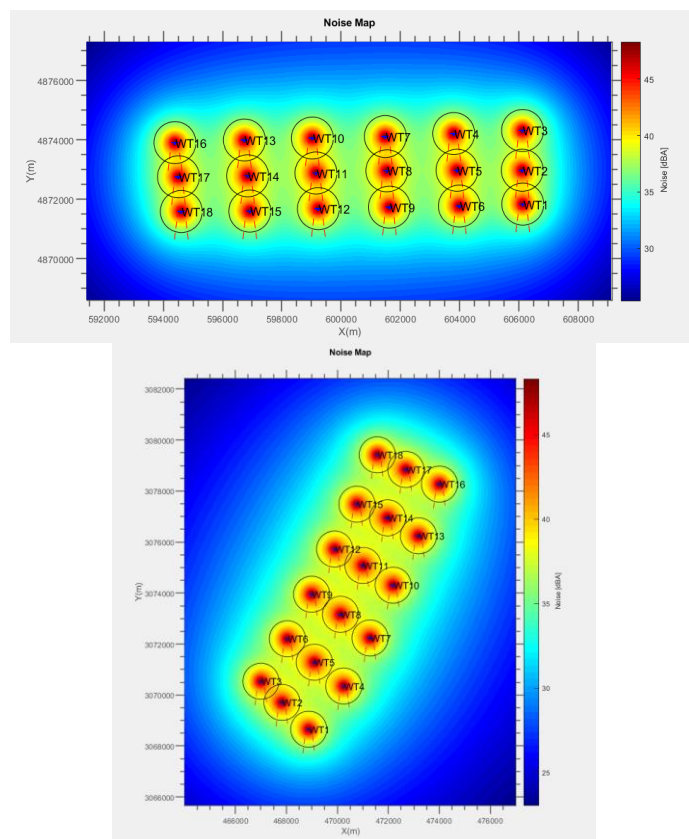


Figura 112: Mapa de ruido por sector para las zonas NOR-4 (izq.) y CAN-GC-1 (dcha.). Furow.

A continuación, se han extraído los parámetros más importantes a analizar que se han obtenido con el Furow, sin embargo, la totalidad de estos se encuentran en el

ANEXO IX: Información extraída del Furow para el parque de la demarcación noratlántica y el ANEXO X: Información extraída del Furow para el parque de la demarcación canaria.

Site	NOR-4	CAN-GC-1
UTM Zone	29 T	28 R
Hours per Year	8766.00	8766.00
Pressure[hPa]	1013.00	1013.00
Air Density [kg/m³]	1.206	1.182
Mean Free Wind Speed [m/s]	9.3152	10.0600
Mean Wake without WSM Affected Wind Speed [m/s]	9.1315	9.8501
Mean Wake Affected Wind Speed [m/s]	9.1315	9.8501

Tabla 55: Datos atmosféricos de los parques. Furow.

En esta primera tabla, resulta importante mencionar que para la zona de Gran Canaria se alcanzan velocidades de viento mayores.

Parque eólico	Aeros NOR_Park	Aeros GC_Park
Capacidad instalada total [MW]	270	270
Número de turbinas	18	18
Producción ideal en un año [MWh]	1.331.103,9	1.553.255,6
Eficiencia topográfica [%]	95,3757	99,9998
Producción bruta en un año [MWh]	1.269.549,2	1.553.253
Factor de capacidad [%]	53,6394	65,6262
Horas brutas equivalentes al año [h]	4.702,03	5.752,79
Producción neta en un año [MWh]	1.228.482,5	1.508.933,1
Horas netas equivalentes al año [h]	4.549,94	5.588,64

Tabla 56: Producción de los parques. Furow.

De esta segunda tabla, habiendo diseñado ambos parques con el mismo número de aerogeneradores y para la misma capacidad, se concluye que se extrae mayor energía para el parque en Gran Canaria: 1.508.933,1 MWh al año frente a 1.228.482,5 MWh del parque en la zona NOR-4.

De la tercera fila se obtiene mayor producción ideal en un año, que seguida de una mayor eficiencia topográfica en el parque de Gran Canaria resulta en una mayor producción bruta. La eficiencia topográfica de un parque eólico hace referencia a la capacidad de un parque específico de aprovechar al máximo el recurso en dicha ubicación[108]. Tiene en cuenta la elevación del terreno, la existencia de obstrucciones, y la dirección y variabilidad del viento. Es mayor para la zona CAN-GC-1, debido posiblemente a la menor variabilidad del viento en dicha zona.

A continuación, aparece el factor de capacidad o factor de planta, que representa la eficiencia con la que el parque eólico genera energía en relación con su capacidad instalada [109]. Se pueden observar factores muy elevados, puesto que según REE se suelen encontrar alrededor de un 25% [110]. Sin embargo, se proyecta alrededor de un 65% para los nuevos aerogeneradores ciertos parques eólicos marinos, por lo que las cifras obtenidas (53,63% y 65,62%) no resultan exageradas. De este factor se deduce un mayor rendimiento del parque proyectado en la costa de la isla de Gran Canaria.

Una vez aplicado el rendimiento al parque, se tiene la producción neta en un año: 1.508.933,1 MWh para el parque de Gran Canaria frente a 1.228.482,5 MWh para el parque de la zona NOR-4. También se obtiene un mayor número de horas netas equivalente al año para el parque proyectado en Gran Canaria.

De estos resultados se puede concluir un mayor rendimiento y producción de energía netos para el parque proyectado en la zona CAN-GC-1 frente al de la NOR-4, si bien ambos muestran buenos resultados.

Capítulo 6. ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo del presente capítulo es el cálculo de los diversos costes de instalación y la obtención de los indicadores económicos como el Levelized Cost of Energy, el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno; para los dos parques proyectados, en la zona NOR-4 y la CAN-GC-1. Estos últimos indicadores permitirán evaluar y comparar la viabilidad de ambos proyectos.

Debido a la magnitud y características de los dos parques proyectados en el presente Trabajo de Fin de Máster, y a la limitada información publicada por las empresas presentes actualmente en el mercado de la energía eólica marina en Europa; este análisis económico se realiza de forma genérica. Si se quisiera realizar de forma más detallada sería necesaria información más específica no disponible actualmente de manera pública.

Para su realización se ha usado principalmente la información procedente de la consultora de energías renovables BVG Associates [111] ya que se trata de lo más detallado, actualizado y aproximado a los proyectos que se proponen. Las suposiciones realizadas en su estudio se exponen en la siguiente Tabla 57:

Parameter	Data	Unit
Year of FID	2025	
First operation date	2028	
Wind farm rating	450	MW
Turbine rating	15	MW
Water depth at site	100	m
Annual mean wind speed at 100 m height	10	m/s
Distance from offshore substation to shore	60	km
Distance from shore to onshore substation	10	km
Distance from wind farm to construction port	60	km
Distance from wind farm to O&M port	60	km
Floating substructure material and type	Steel semi-submersible	
Mooring system	3 point mooring with drag embedment anchors	
Floating substructure manufacturing location	Asia	
Floating substructure assembly location	Europe	
Offshore substation foundation type	Fixed jacket foundation	
Ground conditions	Benign, allowing a piled substructure for the substation and drag embedment anchors for the floating offshore wind turbines	

Tabla 57: Suposiciones estudio económico parque eólico flotante. BVG Associates.

Como bien se puede observar, la capacidad de su parque de estudio es mayor, las turbinas son de la misma capacidad, la profundidad del agua es similar, así como la velocidad media anual. La distancia a la costa es comparable con el parque proyectado en la zona NOR-4 pero no con el de la CAN-GC-1, por lo que se realizará un ajuste en el valor del cable de evacuación, ya que su coste depende principalmente de su distancia. En lo que respecta a la estructura flotante y su anclaje, en el Capítulo 5. , no fue necesaria la elección de esta, quedando abierto a las posibilidades que hubiera en el mercado. Para la realización de este análisis económico se seleccionan los de BVG: estructura semi sumergible y 3 puntos de amarre con anclas de arrastre. Lo mismo ocurre con el tipo de subestación offshore, se elige de cimentación fija. Y en el caso del parque en la zona CAN-GC-1 se sustraen sus costes puesto que, dado a la cercanía del mismo a la costa, no sería necesaria.

Los parámetros básicos de este análisis son la tasa de descuento y el horizonte temporal. La tasa de descuento se establece en un 5%, ya que algunas literaturas la sitúan en ese valor para proyectos de eólica marina europeos [112] y otras entre un 3% y un 10% [113]. Respecto a la vida útil, algunas literaturas la establecen alrededor de los 25 años [114], mientras que otras afirman que podría alargarse hasta los 40 años según los recientes avances en las turbinas eólicas [115]. Para el presente proyecto de dimensiones tan elevadas se establece en **30 años**.

A continuación, se exponen los costes de inversión para ambos parques, costes de operación y mantenimiento y costes de desmantelamiento. Estos costes provienen de la tabla realizada por BVG Associates que se muestra desglosada en el ANEXO XI: Desglose de costes para un parque eólico flotante. BVG Associates. Además, se calculan los ingresos anuales para ambas plantas, para el cálculo del VAN y el TIR y su respectiva comparación. Así mismo, se realiza el cálculo del LCOE.

6.1 COSTES DE INVERSIÓN

Dentro de los costes de inversión van incluidos los siguientes elementos:

- **Desarrollo y gestión del proyecto:** en el cual se incluyen los estudios de impacto medioambiental, la evaluación de recursos, los estudios geológicos e hidrográficos, ingeniería y consultoría y la gestión del proyecto.
- **Aerogeneradores:** diversas literaturas sugieren que el precio de las turbinas oscila alrededor de los 1.18-1.6 MEUR por MW [116]. Para este proyecto se ha seleccionado 1.5 MEUR/MW ya que las turbinas son de las mayores capacidades del mercado y la última novedad.
- **Balance de la planta:** dentro de este elemento se encuentran los cables de interconexión entre aerogeneradores, el cable de evacuación del parque, los elementos de protección y flotabilidad de los cables, la estructura flotante de los aerogeneradores, los sistemas de anclaje, la subestación offshore y todos los elementos necesarios para la interconexión eléctrica en tierra.

En el caso del parque proyectado en la zona NOR-4, sí que se plantea la construcción de una subestación eléctrica offshore para aumentar la tensión y así reducir las pérdidas puesto que se encuentra a una distancia muy alejada de la costa. Se encuentra a aproximadamente 36 km de la SET a la que se ha decidido conectarse.

Sin embargo, la distancia a la SET en el parque de la zona CAN-GC-1 es de aproximadamente 8km, es decir, 2/9 veces que para la NOR-4. Por ello, en este elemento para la zona canaria se sustraen los costes de la subestación offshore y 2/9 partes del coste del cableado de evacuación.

- **Instalación y puesta en marcha:** aquí se incluye la instalación de todos los elementos, las turbinas, el cableado, la subestación (solo en la NOR-4), etc. También el coste del transporte de estos, la logística y coordinación marina, y los elementos de seguridad para la instalación.

- **Seguros y contingencias:** la instalación y operación de un parque eólico offshore viene asociada a una serie de riesgos como pueden ser riesgos naturales, debido a las condiciones climáticas; riesgos operativos, el mantenimiento y operación de los mismos en alta mar son complejos; o responsabilidad civil. Para poder hacer frente a posibles problemas y mantener la viabilidad económica del proyecto, es necesario que estén asegurados y que se reserven fondos para contingencias.

A continuación, se muestra en la Tabla 58 y Tabla 59, los costes de inversión para la zona NOR-4 y la CAN-GC-1, respectivamente.

Costes de inversión NOR-4			
Elemento	MW	EUR/MW	EUR totales
Desarrollo y gestión del proyecto	270	174.000 €	46.980.000 €
Aerogeneradores	270	1.508.000 €	407.160.000 €
Balance de la planta (con subestación offshore)	270	1.972.000 €	532.440.000 €
Instalación y puesta en marcha	270	429.200 €	115.884.000 €
Seguros y contingencias	270	313.200 €	84.564.000 €
			1.187.028.000 €

Tabla 58: Costes de inversión para el parque proyectado en la zona NOR-4. Elaboración propia.

Costes de inversión CAN-GC-1			
Elemento	MW	EUR/MW	EUR totales
Desarrollo y gestión del proyecto	270	174.000 €	46.980.000 €
Aerogeneradores	270	1.508.000 €	407.160.000 €
Balance de la planta (sin subestación offshore)	270	1.617.556 €	436.740.000 €
Instalación y puesta en marcha	270	401.360 €	108.367.200 €
Seguros y contingencias	270	313.200 €	84.564.000 €
			1.083.811.200 €

Tabla 59: Costes de inversión para el parque proyectado en la zona CAN-GC-1. Elaboración propia.

Como se puede observar, los costes de inversión de un proyecto de estas magnitudes son considerablemente elevados. Pese a que estos se hayan sacado de forma aproximada, uno se puede hacer una idea de la dimensión y capacidad económica que ha de tenerse para instalar un proyecto de 270MW de eólica offshore.

En segundo lugar, como se puede observar en las tablas anteriores, los costes de inversión para el parque proyectado en la zona NOR-4 son mayores que los de la zona CAN-GC-1, en 100 MEUR. Esto es debido a la necesidad de construir una subestación offshore y más longitud del cable de evacuación, por su lejanía respecto a la costa.

6.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En la siguiente Tabla 60 se presentan los costes de operación y mantenimiento. Dentro de ellos se incluye el centro de control de operaciones, los programas de formación de personal, la logística en tierra, los recursos técnicos, el personal administrativo y de apoyo, el mantenimiento de las turbinas y del resto de la instalación, las inspecciones reglamentarias y el trabajo en el puerto.

Se han calculado de igual valor para ambos emplazamientos ya que se tratan de costes anuales que dependen principalmente de la magnitud del parque.

	MW	años	EUR/MW*año	Total
Operación y mantenimiento	270	30	82.360 €	667.116.000 €

Tabla 60: Costes de operación y mantenimiento para ambos parques. Elaboración propia.

6.3 COSTES DE DESMANTELAMIENTO

De la misma forma que se ha realizado para los costes de operación y mantenimiento, se han calculado igual los costes de desmantelamiento para ambos parques. Estos se muestran en la siguiente

Tabla 61:

	MW	EUR/MW	EUR totales
Desmantelamiento	270	174.000 €	46.980.000 €

Tabla 61: Costes de desmantelamiento para ambos parques. Elaboración propia.

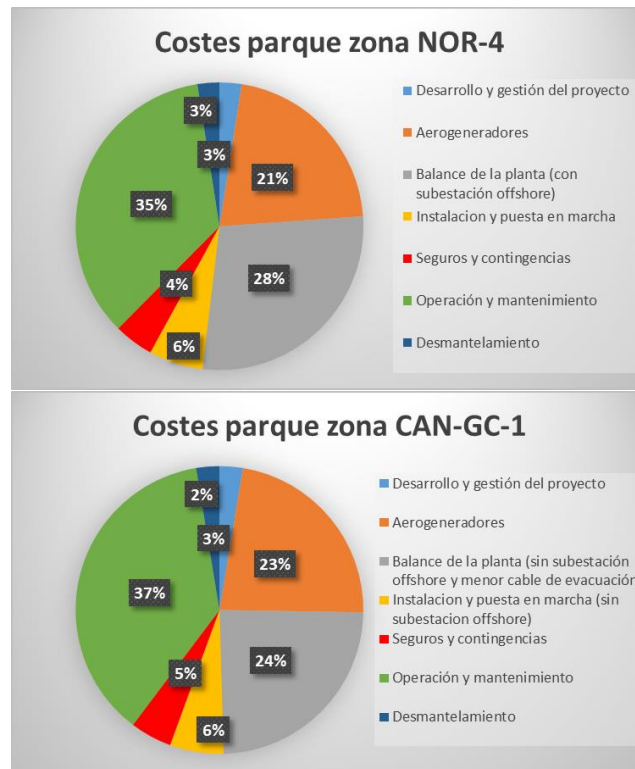


Figura 113: Costes de ambos parques. Elaboración propia.

En la Figura 113 anterior, se pueden observar la aportación de cada tipo de coste sobre los costes totales. Lo más caro es la operación y mantenimiento de la instalación, lo cual resulta razonable [117] si se considera que se tratan de parques eólicos en alta mar sometidos a condiciones meteorológicas adversas y en un medio corrosivo como es el agua salada. Seguidos van los costes de los aerogeneradores, los cuales son de magnitudes elevadas; y los costes del balance de la planta, que incluyen los materiales necesarios y que en alta mar necesitan de mayores protecciones.

6.4 INGRESOS POR VENTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Para el posterior cómputo del VAN y el TIR, se han calculado los ingresos anuales y totales de cada parque, multiplicando su producción energética anual por el precio de venta de la electricidad. Por tanto, es necesario realizar una estimación del precio de venta de la energía eléctrica a lo largo de la vida útil del proyecto. Para ello, se han obtenido las estimaciones de los mercados futuros de los próximos 9 años realizadas por el OMIP, Operador del Mercado Ibérico – Polo Portugués. Estas se muestran en la siguiente Figura 114. De esta forma, se ha determinado que el régimen retributivo de este proyecto será a través de la participación en el mercado diario y sus respectivas subastas, ya que se puede estimar los precios futuros. Sin embargo, existen otros regímenes retributivos, los cuales serán analizados posteriormente en el Capítulo 7.

Contratos Siguientes

YR-25	€77.90	⬆️
YR-26	€64.00	⬆️
YR-27	€58.50	⬆️
YR-28	€52.17	⬆️
YR-29	€46.96	⬆️
YR-30	€45.52	⬆️
YR-31	€44.31	⬆️
YR-32	€43.07	⬆️
YR-33	€43.05	⬆️

Figura 114: Estimación de los precios futuros del mercado [118].

Para los años resultantes, se ha realizado una estimación propia, determinando que el precio de la electricidad va a tener una tendencia a reducirse en un 1% cada año, ya que según la estimación del OMIP los precios van a ir abaratándose. De esta forma y como se observa en la siguiente Figura 115, el precio de la electricidad no sería menor a 34,86 EUR/MWh en los 30 años de vida útil del proyecto. Se ha realizado esta estimación de manera que el valor nunca es inferior al precio anual medio de los últimos 5 años; el cual se muestra en la Tabla 62. Esta estimación se ha realizado debido a la incertidumbre que resulta ser el precio de la electricidad a futuro.

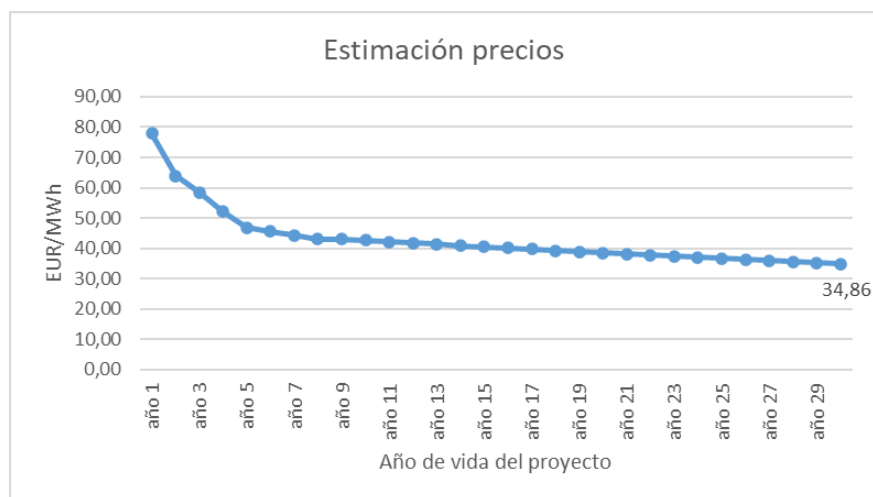


Figura 115: Estimación de precios. Elaboración propia.

Año	Precio medio anual (EUR/MWh)
2019	53,4
2020	40,4
2021	118,7
2022	204,2
2023	100,6

Tabla 62: Precio medio anual de la electricidad en los últimos 5 años [119].

De esta forma, a continuación, se muestran las tablas de los ingresos por año y totales para cada uno de los parques proyectados.

Año	EUR ingresados NOR-4	EUR ingresados CAN- GC-1
año 1	95.698.787 €	117.545.888 €
año 2	78.622.880 €	96.571.718 €
año 3	71.866.226 €	88.272.586 €
año 4	64.089.932 €	78.721.040 €
año 5	57.689.538 €	70.859.498 €
año 6	55.920.523 €	68.686.635 €
año 7	54.434.060 €	66.860.826 €
año 8	52.910.741 €	64.989.749 €
año 9	52.886.172 €	64.959.570 €
año 10	52.357.310 €	64.309.974 €
año 11	51.833.737 €	63.666.875 €
año 12	51.315.399 €	63.030.206 €
año 13	50.802.245 €	62.399.904 €
año 14	50.294.223 €	61.775.905 €
año 15	49.791.281 €	61.158.146 €
año 16	49.293.368 €	60.546.564 €
año 17	48.800.434 €	59.941.099 €
año 18	48.312.430 €	59.341.688 €
año 19	47.829.306 €	58.748.271 €
año 20	47.351.013 €	58.160.788 €
año 21	46.877.502 €	57.579.180 €
año 22	46.408.727 €	57.003.388 €
año 23	45.944.640 €	56.433.354 €
año 24	45.485.194 €	55.869.021 €
año 25	45.030.342 €	55.310.331 €
año 26	44.580.038 €	54.757.227 €
año 27	44.134.238 €	54.209.655 €
año 28	43.692.896 €	53.667.559 €
año 29	43.255.967 €	53.130.883 €
año 30	42.823.407 €	52.599.574 €
TOTAL	1.580.332.556 €	1.941.107.100 €

Tabla 63: Ingresos anuales y totales para cada parque. Elaboración propia.

Como se puede observar en esta Tabla 63, los ingresos son mayores para el parque proyectado en la zona CAN-GC-1, tanto anuales como totales, puesto que tiene una producción energética anual mayor.

6.5 LCOE

El LCOE, Levelized Cost of Electricity, es un parámetro utilizado para evaluar el coste promedio de generar energía eléctrica a lo largo de la vida útil de un proyecto [120].

Se calcula dividiendo los costos totales del proyecto (incluyendo inversión inicial, operación, mantenimiento y desmantelamiento) por la cantidad total de energía generada durante su vida útil como se muestra en la siguiente Ecuación 6.

$$LCOE = \frac{\text{Coste total vida útil}}{\text{Generación total de energía eléctrica}} = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{OM}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{generada}}{(1+i)^t}}$$

Ecuación 6: LCOE.

Siendo:

- I: Coste de Inversión del proyecto
- OM: Costes de operación y mantenimiento anuales
- i: tasa de descuento (5%)
- t: año de vida útil de la planta (n=30)
- E_{generada}: Energía generada anualmente

Es útil para proyectos de energía eólica offshore porque permite comparar y analizar la competitividad de diferentes tecnologías y proyectos en el mercado energético. Al calcular el LCOE, desarrolladores e inversores pueden evaluar la viabilidad económica de una planta eólica marina, identificar áreas de mejora en eficiencia y costes, y tomar decisiones informadas para impulsar la adopción de energía eólica como fuente sostenible y rentable de energía [120].

En el caso del presente proyecto, resulta útil para comparar los precios de la energía eléctrica entre ambos parques.

El LCOE resultante para el parque en la zona NOR-4 es de 77,96 EUR/MWh y de 61,46 EUR/MWh para la CAN-GC-1. Ambos son valores muy competitivos, y el del parque situado en la costa de Gran Canaria es menor, lo que indica que su electricidad puede venderse más barata para alcanzar la rentabilidad del proyecto, siendo más competitivo que el parque proyectado en costas gallegas.

Con el LCOE se puede determinar que la aproximación de los costes de cada elemento del proyecto han sido estimados de forma correcta, según los LCOE que diversos organismos consideran razonables para la energía eólica offshore. Según la IRENA, el LCOE se situaba en 68,26 EUR/MWh en 2021 [121]. La Comisión Europea sitúa los parques de cimentación fija entre valores de 30 EUR/MWh y 60 EUR/MWh para el año 2050 [122], lo cual ha de tenerse en cuenta que para los parques flotantes será algo mayor.

6.6 VAN y TIR

A través del VAN y el TIR se puede determinar y comparar la rentabilidad económica entre ambos proyectos.

6.6.1 VAN

El VAN, Valor Actual Neto, es la diferencia entre el valor actual de los flujos de caja esperados en un año que genere un proyecto y el coste inicial de la inversión del mismo. Se trata de una herramienta financiera utilizada para evaluar la rentabilidad de una inversión [123]. Se calcula a través de la siguiente Ecuación 7:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Ecuación 7: VAN.

Siendo:

- I: El coste de la inversión inicial
- F_t : Los flujos de caja de cada periodo t
- n: el periodo de vida útil del proyecto. En este caso (n=30)
- i: la tasa de descuento

Así, con el VAN se puede determinar si una inversión se puede realizar y permite comparar entre inversiones. Si el VAN es mayor que 0, habrá beneficios; si es menor que 0, el proyecto generará pérdidas.

A continuación, en la Tabla 64, se muestra el beneficio anual neto para cada año y en la Tabla 65 el VAN para cada proyecto:

Año	Beneficio anual neto NOR-4	Beneficio anual neto CAN-GC-1
0	-1.187.028.000 €	-1.083.811.200 €
1	-1.113.566.413 €	-988.502.512 €
2	-1.057.180.733 €	-914.167.993 €
3	-1.007.551.707 €	-848.132.607 €
4	-965.698.975 €	-791.648.767 €
5	-930.246.637 €	-743.026.469 €
6	-896.563.313 €	-696.577.034 €
7	-864.366.454 €	-651.953.408 €
8	-833.692.913 €	-609.200.860 €
9	-803.043.941 €	-566.478.490 €
10	-772.923.831 €	-524.405.715 €
11	-743.327.294 €	-482.976.041 €
12	-714.249.095 €	-442.183.035 €
13	-685.684.049 €	-402.020.331 €
14	-657.627.026 €	-362.481.627 €
15	-630.072.946 €	-323.560.681 €
16	-603.016.778 €	-285.251.317 €
17	-576.453.543 €	-247.547.418 €
18	-550.378.313 €	-210.442.931 €
19	-524.786.208 €	-173.931.860 €
20	-499.672.395 €	-138.008.272 €
21	-475.032.093 €	-102.666.292 €
22	-450.860.565 €	-67.900.104 €
23	-427.153.125 €	-33.703.949 €
24	-403.905.131 €	-72.129 €
25	-381.111.990 €	33.001.002 €
26	-358.769.151 €	65.521.029 €
27	-336.872.113 €	97.493.484 €
28	-315.416.418 €	128.923.843 €
29	-294.397.651 €	159.817.526 €
30	-320.791.444 €	143.199.900 €

Tabla 64: Beneficio anual neto de ambos parques. Elaboración propia.

VAN NOR-4	VAN CAN-GC-1
-667.945.759 €	-365.707.188 €

Tabla 65: VAN para cada parque. Elaboración propia.

Como bien se puede observar, para el parque de la zona NOR-4 no se obtiene beneficio en toda la vida útil del proyecto. Para el parque en la zona CAN-GC-1 se obtiene beneficio a partir del año 25, pero este al final de su vida útil no resulta comparable con la magnitud de la inversión que ha de realizarse inicialmente. Este último parque resulta más rentable que el situado en la costa gallega, ya que produce mayor energía, se encuentra más cerca de la costa y por lo tanto no es necesaria la instalación de una subestación marina ni tanta longitud de cableado de evacuación.

Respecto al VAN negativo de ambos proyectos, la energía eólica flotante se encuentra en desarrollo, y en España aún no existe un parque de estas magnitudes; por lo que no resulta sorprendente que estos no sean rentables. Es necesaria la presencia de ayudas y mecanismos que ayuden a que lo sean, como puede ser la adecuación del régimen retributivo, como se comentará en el siguiente capítulo.

6.6.2 TIR

El TIR, representa la Tasa Interna de Retorno, y mide la rentabilidad que ofrece una inversión a términos de porcentaje de beneficio o pérdida [124]. Matemáticamente es el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea nulo. Para el caso del parque proyectado en la zona NOR-4 resulta negativo, es decir, es un proyecto que no es rentable y resulta en pérdidas. En este caso, si se modificara el precio de venta de la energía eléctrica, la rentabilidad podría mejorarse.

En el caso del parque proyectado en la costa de la isla de Gran Canaria, el TIR es de un 1,11%, menor que la tasa de descuento (5%). La tasa de descuento representa el rendimiento mínimo requerido para aceptar un proyecto, y por tanto, en este caso el proyecto no es lo suficientemente rentable como para justificar el riesgo asumido y el tiempo que requeriría recuperar la inversión.

6.7 CONCLUSIONES ANÁLISIS ECONÓMICO

Tras calcular distintos aspectos económicos para ambos parques proyectados, se puede concluir que el parque en la zona CAN-GC-1 resulta más competitivo que el de la zona NOR-4. Si bien ninguno de los proyectos presenta rentabilidad, los LCOE calculados se encuentran en valores razonables para este tipo de tecnología. Como se ha observado que los costes de venta de la energía eléctrica podrían cambiar la rentabilidad del proyecto, en el siguiente capítulo se va a realizar un análisis de sensibilidad del régimen retributivo de la energía eléctrica para el parque eólico flotante en la costa de la isla de Gran Canaria.

Capítulo 7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO DE LA VENTA DE ELECTRICIDAD.

Como bien se ha observado el Capítulo 5. , el parque diseñado en la zona CAN-GC-1 resulta más competitivo técnicamente que el de la zona NOR-4 y en el Capítulo 6. se observa que también es más competitivo económicamente. Sin embargo, no resulta rentable siendo el precio de venta de la energía eléctrica un parámetro con mucha influencia. Como la predicción de este valor resulta complicada, en el presente capítulo se analizan distintos regímenes retributivos que se podrían aplicar al parque de la costa de la isla de Gran Canaria y como afectan a su rentabilidad.

Existen 3 regímenes retributivos para la venta de electricidad:

1. Vender la electricidad producida en el **mercado diario**.

Las energías renovables junto con la nuclear suelen ofertarse a 0 EUR/MWh y entran en el pool. Y como las tecnologías que casan la curva de la oferta y la demanda son mucho más caras que las renovables, se saca un enorme beneficio de ahí. En este caso, se ha visto que, con una estimación del mercado diario futuro, no se obtendría rentabilidad del proyecto. Además, esta forma de venta de electricidad tiene como desventaja que el precio es variable y los inversores han de arriesgarse a las fluctuaciones del mercado durante toda la vida útil del proyecto con la incertidumbre de si va a resultar rentable.

La estimación realizada en el capítulo anterior se ha realizado obteniendo los precios predichos por el OMIP y luego reduciéndolos en un 1% cada año. A continuación, se muestra el valor del VAN cambiando esta estimación en un 2%, 3% y 4%:

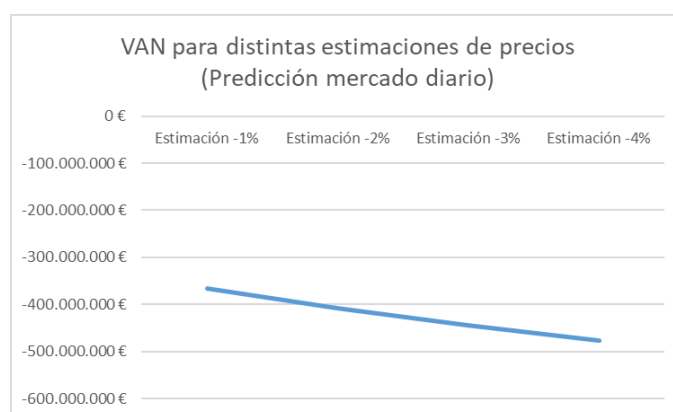


Figura 116: VAN para distintas estimaciones de precios (Predicción mercado diario). Elaboración propia.

De esta figura se puede concluir que, si se reduce en mayor medida el precio de venta de electricidad en el mercado diario, igualmente resulta el proyecto menos rentable.

Por tanto, previendo que el precio de venta de la electricidad del mercado diario va a continuar disminuyendo en los próximos años, no resulta una buena idea asignar este tipo de régimen retributivo al proyecto.

2. Realizar un **PPA**.

Un PPA son las siglas para Power Purchase Agreement, es decir, es un contrato o acuerdo de compraventa de energía a largo plazo entre un desarrollador de energías renovables y un consumidor de electricidad [125]. La característica principal de este tipo de acuerdos es que se realiza para un precio prefijado y para un proyecto concreto. Vender la energía eléctrica producida por el parque proyectado en la zona CAN-GC-1 de esta forma, tendría la gran ventaja de saber de antemano si se va a sacar rentabilidad o no al proyecto y poder planificar. Esta herramienta para la venta de electricidad es muy factible para el proyecto puesto que España se trata de uno de los países con más GW de PPAs de renovables en Europa (3,2 GW en 2022 frente a 8,4GW totales en Europa [126]).

3. Vender la energía eléctrica en las **subastas** que convoque el Gobierno de España.

Este escenario resulta el más probable para proyectos de energía eólica marina en nuestro país. Cuando el Gobierno de España establezca la normativa actualizada para esta tecnología, se sacarán a concurso los espacios con potencial para esta tecnología. Estos espacios se encontrarán dentro de la zonificación del POEM, de ahí la importancia del presente análisis de la misma. En este concurso, las entidades que deseen adquirir los derechos de explotación de los espacios pujarán por los mismos y les serán adjudicados[127]. A continuación, el Gobierno convocará subastas para garantizar un precio cerrado de venta de la energía eléctrica durante un número concreto de años.

Es decir, es un PPA, pero acordado con el Gobierno de España.

¿Cuáles son las ventajas de este tipo de régimen retributivo? Más que una ventaja es un requisito indispensable para que se ponga en marcha todo el mecanismo para la implementación de la eólica marina en el país. Sin las convocatorias del Gobierno y la publicación de la regulación en España, no se puede instalar energía eólica marina. Las ventajas de realizar un PPA con el Gobierno de España es la misma que con un PPA con cualquier otra identidad, se vende la electricidad a un precio fijo y permite ver si la inversión va a resultar rentable. Además, se tratará de un PPA que posiblemente se negocie para toda la vida útil del proyecto con su respectiva adaptación del precio en base a factores económicos como el IPC o diversos intereses.

En la siguiente imagen se observa el VAN obtenido para el parque eólico marino proyectado en la zona CAN-GC-1 habiendo determinado el precio de venta de electricidad constante en todos los años de vida útil del proyecto a unos valores de 40, 60, 80 y 100 EUR/MWh.

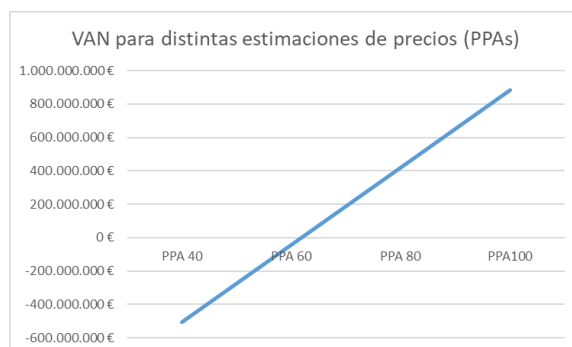


Figura 117: VAN para distintas estimaciones de precios (PPAs). Elaboración propia.

Se han tomado estos rangos de valores de precios puesto que entre ellos se encuentra el LCOE del proyecto y diversas fuentes sugieren que se van a encontrar entre estos valores en un futuro [128]. Además, se puede observar en la siguiente Figura 118 de la Hoja de Ruta de la Eólica Marina, que se encuentran en varios países entre los 50-100 EUR/MWh.



Figura 118: Evolución del LCOE de la eólica marina hasta 2020 junto con precios de adjudicación de subastas europeas a futuros. Hoja de Ruta Eólica Marina.

De la variación del VAN respecto al valor otorgado al PPA (Figura 117) se deduce que cuanto más cara se venda la energía eléctrica, mayor rentabilidad se obtendrá del proyecto, lo cual resulta coherente.

Capítulo 8. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Del presente Trabajo de Fin de Máster se pueden analizar los resultados respecto a 5 características:

En primer lugar, en cuanto a la **regulación** de proyectos de energía eólica marina en España, esta ha pasado por distintas fases con la publicación de diversos documentos por parte del MITECO, tanto con carácter regulatorio como sin él. En ellos, se establecen objetivos de eólica marina en España, pero no queda definida una legislación vigente. Todo apunta a que el procedimiento de tramitación de este tipo de proyectos comenzará con el concurso de las zonas, seguido de convocatorias de subastas para cerrar un precio de venta de la energía eléctrica por parte del Gobierno; así como del acceso y conexión. Si bien no se tienen fechas para ellos, de aquí surge la necesidad de analizar las posibles zonas que podrán ser sometidas a concurso.

En segundo lugar, se ha hecho un estudio del arte de la tecnología, centrándose en Europa y España, obteniéndose una serie de **parámetros** de importancia para el análisis de la misma en las demarcaciones noratlántica y canaria establecidas por el POEM. Estos parámetros son: el recurso eólico, impacto y profundidad del agua, conexión a la red eléctrica, oleaje y coexistencia con otras actividades. Con estos parámetros, se ha desarrollado un **modelo** para determinar las zonas más adecuadas entre cada demarcación. Estas zonas han resultado ser la NOR-4 y la CAN-GC-1.

A continuación, se han procedido a diseñar un parque eólico en cada una de estas zonas con la misma capacidad, para poder compararlos entre sí.

En tercer lugar, estos parques se han comparado **técnicamente**. Como se puede observar en la siguiente Tabla 66, se presenta de forma resumida cómo para el parque situado en la zona de CAN-GC-1 se obtiene mayor producción energética anual y un mayor número de horas equivalentes al año de forma neta. El factor principal para ello es el mayor recurso eólico en la zona.

	NOR-4	CAN-GC-1
Capacidad del parque (MW)	270	270
Velocidad media del viento (m/s)	9.31	10.06
Producción neta en un año (MWh)	1.228.482,5	1.508.933,1
Horas netas equivalentes al año (h)	4.549,94	5.588,64

Tabla 66: Resumen de los aspectos técnicos para cada parque. Furoow.

En cuarto lugar, se han comparado ambas zonas **económicamente** para determinar qué proyecto de los dos resultaría más rentable. Se obtienen costes de inversión, operación y mantenimiento y desmantelamiento notablemente elevados (Tabla 67), lo que resulta coherente con las magnitudes que tiene la energía eólica marina. A continuación, se calcula el LCOE, el VAN y el TIR para comparar ambos proyectos y determinar que, si bien ninguno

de los dos resulta rentable con las hipótesis establecidas, el parque proyectado en la zona CAN-GC-1 resulta más competitivo que el de la NOR-4. La principal razón para ello es la ausencia de subestación offshore y la mayor cercanía a la costa.

	NOR-4	CAN-GC-1
Costes de inversión (MEUR)	1,187	1,083
Costes de operación y mantenimiento (MEUR)	667	667
Costes de desmantelamiento (MEUR)	46	46
Ingresos totales (MEUR)	1,58	1,941
LCOE (EUR/MWh)	77,96	61,43
VAN (MEUR)	-667	-365
TIR	negativo	1,11%

Tabla 67: Resumen de los aspectos económicos para cada parque. Elaboración propia.

Sin embargo, también juega un papel importante que se obtienen mayores ingresos por producirse mayor cantidad de energía eléctrica, un 23% más aproximadamente.

Al realizar este último análisis, se manifiesta que cambiar el régimen retributivo puede jugar un papel importante en la rentabilidad de este tipo de proyectos. Y como 1º técnicamente y 2º económicamente el parque eólico de la zona CAN-GC-1 resulta más competitivo, se realiza un análisis de sensibilidad del **régimen retributivo** de la energía eléctrica para el mismo. En dicho análisis se detecta que la venta de la energía eléctrica a través de PPAs con valores a partir de los 60 EUR/MWh, resultaría en una mayor rentabilidad del proyecto.

Capítulo 9. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

España se encuentra entre los líderes europeos en cuanto a capacidad instalada de energía eólica. Así mismo, se posee la industria, recurso y medios para el desarrollo de la eólica marina; existiendo además empresas españolas que ya se encuentran desarrollando proyectos en otros países. Sin embargo, no hay ningún proyecto de eólica marina en España que no sea de I+D.

La causa principal es que la regulación se encuentra paralizada (Capítulo 2.). Aunque diversas empresas han sometido proyectos a consulta pública, no existe una legislación que permita que estos se lleven adelante. En el momento de que esta regulación se publique y el Gobierno convoque las subastas; va a ser de especial interés para las empresas de renovables conocer el potencial de las distintas zonas habilitadas por el POEM. Por ello se ha realizado la elección de los parámetros y el desarrollo del modelo.

Más específicamente se han comparado las zonas dentro de cada demarcación marina (DM NOR y DM CAN) y se ha seleccionado una en cada una de ellas: NOR-4 y CAN-GC-1.

Ambas zonas, se han comparado tanto técnica como económicamente, resultando ser más competitiva la CAN-GC-1. Esto resulta muy interesante puesto que se plantea mayor avance de la eólica marina en las Canarias por parte del Gobierno, al ser islas tienen unas emisiones muy altas de CO₂ debido a un mix energético muy pobre en renovables, comparado con el peninsular. Además, desde la publicación de los POEM, muchos organismos pesqueros de la zona gallega se han presentado en desacuerdo con las zonas de alto potencial para la eólica marina que ha establecido el MITECO, argumentando que ponen en peligro la pesca y los ecosistemas marinos [129].

Por tanto, en este Trabajo de Fin de Máster se insta a promover el desarrollo de la eólica marina en las Canarias y más específicamente en la zona CAN-GC-1, con todo lo anteriormente propuesto.

Adicionalmente, se ha detectado que el régimen de retribución de la venta de la energía eléctrica puede ser determinante en la rentabilidad del proyecto. Por ello, se ha aportado un análisis de sensibilidad del mismo de cuyas conclusiones se determina que es necesario que el Gobierno convoque las subastas oportunas para poder avanzar en el desarrollo de la eólica marina.

Como trabajos futuros que podrían resultar de ampliación del presente Trabajo de Fin de Máster, se podría realizar el diseño técnico detallado de los parques, con elementos más precisos como la sección del cableado según la caída de tensión, el análisis medioambiental del emplazamiento, o incluso el estudio hidrodinámico de las posibles plataformas flotantes de los aerogeneradores.

Además, se podría hacer un análisis detallado de la red en España y como mejorarla para poder asumir más generación renovable del tipo MPE. Adicionalmente, con el boom de las renovables la red puede saturarse y hay horas del día que no pueda asumir toda la energía de

las mismas. Para resolver esta situación, se podría estudiar la hibridación de los parques eólicos marinos planteados con baterías. De esta forma, en las horas que no puedan volcar energía a la red, se puede almacenar para verterla en horas en las que no haya tanto recurso eólico. Otra solución podría ser hibridar el parque eólico marino con hidrógeno verde, así este ofrecería almacenamiento y un suministro de energía más constante cuando las condiciones eólicas fluctúen.

Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] E. Centeno Hernández, El sistema eléctrico para abogados. Capítulo II: El sector eléctrico: una combinación singular de tecnología, economía y regulación legal. Universidad Pontificia Comillas.
- [2] L. Agosti, «EL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA: ESTRUCTURA, FUNCIONAMIENTO Y RESULTADOS».
- [3] «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Estructura del sector». <https://energia.gob.es/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx> (accedido 30 de enero de 2023).
- [4] OMIE, «Curvas agregadas de oferta y demanda». 1 de octubre de 2022.
- [5] OMIE, «El mercado ibérico diario e intradiario de electricidad». [En línea]. Disponible en: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos>
- [6] «¿Por qué ha subido el precio de la luz?», Endesa, 2 de marzo de 2022. <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/sector-energetico/claves-para-entender-subida-precio-luz> (accedido 30 de enero de 2023).
- [7] Vaintermmedia.com, «Panorama - El precio del gas aumentó un 361% antes de la guerra de Ucrania», Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias., 25 de julio de 2022. <https://www.energias-renovables.com/panorama/el-precio-del-gas-aumento-un-361-20220725> (accedido 30 de enero de 2023).
- [8] M. Pacce, «El papel del coste de los derechos de emisión de CO₂ y del encarecimiento del gas en la evolución reciente de los precios minoristas de la electricidad en España. Documentos Ocasionales N.º 2120.».
- [9] I. CORPORATIVA, «La energía eólica marina flotante: un hito para impulsar las renovables gracias a la innovación», Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/innovacion/eolica-marina-flotante> (accedido 2 de marzo de 2023).
- [10] N. L. Redondo, «Por qué la eólica marina en España no termina de despegar», Energy News, 15 de abril de 2021. <https://www.energynews.es/la-razon-por-la-que-la-energia-eolica-marina-no-termina-de-despegar-en-espana/> (accedido 5 de abril de 2023).
- [11] «El Gobierno aprueba los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo». <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-los-planes-de-ordenaci%C3%B3n-del-espacio-mar%C3%ADtimo/tcm:30-559829> (accedido 2 de marzo de 2023).
- [12] «Infraestructura - Desarrollo Sostenible». <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/infrastructure/> (accedido 5 de abril de 2023).
- [13] «Eólicas: España a la cabeza en I+D de eólicas flotantes». <https://digitaldeleon.com/politica-y-economia/espina-cabeza-energia-eolica-flotante/> (accedido 3 de marzo de 2023).
- [14] M. Moran, «Energía», Desarrollo Sostenible. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/> (accedido 5 de abril de 2023).
- [15] «Ciudades - Desarrollo Sostenible». <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/cities/> (accedido 5 de abril de 2023).

- [16] IEA, «World Energy Outlook». 2021. [En línea]. Disponible en: https://iea.blob.core.windows.net/assets/599abf72-a686-4786-9cc2-b05e05b8dc2b/WEO2021_ES_Spanish.pdf
- [17] IRENA, «Renewable Energy and Jobs Annual Review 2021». 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Oct/IRENA_RE_Jobs_2021.pdf?rev=98960349dbab4af78777bc49f155d094
- [18] «Renewables Data Explorer – Data Tools», IEA. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewables-data-explorer> (accedido 1 de marzo de 2023).
- [19] U. Nations, «¿Qué son las energías renovables? | Naciones Unidas», United Nations. <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-renewable-energy> (accedido 23 de abril de 2023).
- [20] «James Watt | Biography, Inventions, Steam Engine, Significance, & Facts | Britannica». <https://www.britannica.com/biography/James-Watt> (accedido 23 de abril de 2023).
- [21] «Plan REPowerEU», European Commission - European Commission. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_22_3131 (accedido 23 de abril de 2023).
- [22] «España es el segundo país europeo que más energía eléctrica generó con eólica y solar en 2021 | Red Eléctrica». <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/06/espana-es-el-segundo-pais-europeo-que-mas-energia-electrica-genero-con-eolica-y-solar-en-2021> (accedido 2 de marzo de 2023).
- [23] «Generación (Viento) | Informes del sistema». <https://www.sistemaelectricoree.es/informe-de-energias-renovables/viento/generacion-viento> (accedido 24 de abril de 2023).
- [24] «Inicio | Red Eléctrica». <https://www.ree.es/es> (accedido 24 de abril de 2023).
- [25] cleveland com Peter Krouse, «Charles Brush used wind power in house 120 years ago: Cleveland innovations», cleveland, 11 de agosto de 2011. https://www.cleveland.com/metro/2011/08/charles_brush_used_wind_power.html (accedido 24 de abril de 2023).
- [26] «La ley de Betz». <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/betz.htm> (accedido 24 de abril de 2023).
- [27] «Historia de la energía eólica en Europa - Ronergy Services», 11 de junio de 2021. <https://ronergy.com/historia-de-la-energia-eolica-en-europa/>, <https://ronergy.com/historia-de-la-energia-eolica-en-europa/> (accedido 24 de abril de 2023).
- [28] «Fantanele-Cogeaalac Wind Farm», Power Technology. <https://www.power-technology.com/projects/fantanele-cogeaalac-wind-farm/> (accedido 25 de abril de 2023).
- [29] WindEurope Market, «Offshore wind energy. 2022 mid-year statistics». agosto de 2022. [En línea]. Disponible en: https://proceedings.windeurope.org/biplatform/rails/active_storage/disk/eyJfcmFpbHMiOnsibWVzc2FnZSI6IkJBaDdDRG9JYTJWNVNTSWWhNM3B1T1c4NE5HZGxjbVJ4T0c5eFpEWnJhSGs1YzJJNGR6UnVid1k2QmtWVU9oQmthWE53YjNOcGRHbHZia2tpYjJsdWJHbHVhVHNnWm1sc1pXNWhiV1U5SWpJd01qSWdUMlptYzJodmNtVWdkMmx1WkNCdGFUXXRIV1ZoY2k1d1pHWWlPeUJtYVd4bGJtRnRaU285VlZS

- R0xUZ25Kekl3TWpJbE1qQlBabVp6YUc5eVpTVXINSGRwYm1RbE1qQnRhV1F0ZVdWaGNpNXdaR1lHT3daVU9oRmpiMjUwWlc1MFgzUjVjR1ZKSWhSaGNIQnNhV05oZEsdmJpOXdaR1lHT3daVSIsImV4cCI6IjIwMjMtMDMtMDJUMTc6MTM6MjUuNTc4WiIsInB1ciI6ImJsb2Jfa2V5In19--
b1b52f81d10b43ed45d029c76c4af7677520ffba/2022%20Offshore%20wind%20mid-year.pdf?content_type=application%2Fpdf&disposition=inline%3B+filename%3D%222022+Offshore+wind+mid-year.pdf%22%3B+filename%2A%3DUTF-8%27%272022%2520Offshore%2520wind%2520mid-year.pdf
- [30] M. Agencias, «Enlight Energiza Gecama, el parque eólico más grande de España | Mundoenergía». <https://www.mundoenergia.com/2022/07/27/enlight-energiza-gecama-el-parque-eolico-mas-grande-de-espana/> (accedido 25 de abril de 2023).
- [31] B. Bruna, «Análisis paramétrico para la optimización de la geometría de un absorbedor puntual en función al estado de mar». julio de 2021.
- [32] European Ocean Energy Association, «Oceans of Energy. European Ocean Energy Roadmap 2010-2050». 2010. [En línea]. Disponible en: file:///C:/Users/Usuario/Downloads/euoea_roadmap.pdf
- [33] «Making green energy affordable How the offshore wind energy industry matured – and what we can learn from it». <https://orsted.com/en/insights/white-papers/making-green-energy-affordable/1991-to-2001-the-first-offshore-wind-farms> (accedido 25 de abril de 2023).
- [34] «Eólica Marina y Energías del Mar en España | Idae». <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/eolica-marina/eolica-marina-y-energias-del-mar> (accedido 25 de abril de 2023).
- [35] «Home», PLOCAN. <https://plocan.eu/> (accedido 25 de abril de 2023).
- [36] «Punta Langosteira en Galicia. Sitio de ensayos para aprovechar las olas y la energía eólica marina – Proyecto Undimotriz», 9 de abril de 2022. <https://undimotriz.frba.utn.edu.ar/punta-langosteira-en-galicia-sitio-de-ensayos-para-aprovechar-las-olas-y-la-energia-eolica-marina/> (accedido 25 de abril de 2023).
- [37] «BiMEP – Biscay Marine Energy Platform». <https://www.bimep.com/> (accedido 25 de abril de 2023).
- [38] omorsua, «Primer aerogenerador marino en España | Mi Tecno Universo», 4 de abril de 2022. <https://www3.gobiernodecanarias.org/medusa/ecoblog/omorsua/2022/04/04/primer-aerogenerador-marino-en-espana/> (accedido 25 de abril de 2023).
- [39] «Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España».
- [40] Viaintermedia.com, «Eólica - La eólica marina puede crear hasta 10.000 empleos en España», Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias., 20 de enero de 2012. <https://www.energias-renovables.com/eolica/la-eolica-marina-puede-crear-hasta-10> (accedido 26 de abril de 2023).
- [41] «How do offshore wind turbines work?» <https://us.orsted.com/renewable-energy-solutions/offshore-wind/what-is-offshore-wind-power/how-do-offshore-wind-turbines-work> (accedido 26 de abril de 2023).
- [42] «Design Concepts for Floating Offshore Wind Turbines». <https://encyclopedia.pub/entry/39927> (accedido 26 de abril de 2023).
- [43] «Furow». <https://furow.es/> (accedido 26 de abril de 2023).

- [44] Mar, «Furorow by SOLUTE: software completo de análisis de datos, evaluación de recurso eólico y diseño de parque», Asociación Empresarial Eólica, 31 de julio de 2023. <https://aeeolica.org/furorow-by-solute-software-completo-de-analisis-de-datos-evaluacion-de-recurso-eolico-y-diseno-de-parque/> (accedido 9 de agosto de 2023).
- [45] Ministerio de la Presidencia, Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, vol. BOE-A-2007-14657. 2007, pp. 33171-33179. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2007/07/20/1028>
- [46] «Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía, IDAE». <https://www.miteco.gob.es/es/ceneam/formacion-ambiental/cursos-y-postgrados/idae.aspx> (accedido 26 de mayo de 2023).
- [47] Jefatura del Estado, Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, vol. BOE-A-2013-13645. 2013, pp. 105198-105294. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/26/24>
- [48] Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, Real Decreto 363/2017, de 8 de abril, vol. BOE-A-2017-3950. 2017, pp. 28802-28810. Accedido: 26 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2017/04/08/363>
- [49] «La Estrategia de Transición Justa». https://www.transicionjusta.gob.es/es-es/Paginas/La_Transicion_Justa/La-estrategia-de-transici%C3%B3n-justa.aspx (accedido 26 de mayo de 2023).
- [50] Jefatura del Estado, «Medida A8. Elaboración de un Plan Industrial de Energías Renovables para que la penetración de renovables lleve aparejada la creación de empleo en el tejido industrial a lo largo de toda la cadena de valor, con equilibrio territorial y dentro de las exigencias de la economía circular.», p. 33. [En línea]. Disponible en: https://www.transicionjusta.gob.es/es-es/Paginas/La_Transicion_Justa/La-estrategia-de-transici%C3%B3n-justa.aspx
- [51] «Pobreza Energética». [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/estrategia-pobreza-energetica/default.aspx>
- [52] Naciones Unidas, «Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna». <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- [53] «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030». <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx> (accedido 27 de mayo de 2023).
- [54] «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - DetalleParticipacionPublica». <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=607> (accedido 22 de julio de 2023).
- [55] «El Gobierno aprueba la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo, que marca la senda para alcanzar la neutralidad climática a 2050». <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-la-estrategia-de-descarbonizaci%C3%B3n-a-largo-plazo-que-marca-la-senda-para-alcanzar-la-neutralidad-clim%C3%A1tica-a-2050/tcm:30-516141> (accedido 27 de mayo de 2023).
- [56] Jefatura del Estado, Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, vol. BOE-A-2021-8447. 2021, pp. 62009-62052. Accedido: 27 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7>

- [57] G. T. R. Redacción, «Comienza la tramitación parlamentaria de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética», SMARTGRIDSINFO, 21 de mayo de 2020. <https://www.smartgridsinfo.es/2020/05/21/comienza-tramitacion-parlamentaria-ley-cambio-climatico-transicion-energetica> (accedido 27 de mayo de 2023).
- [58] Jefatura del Estado, Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua, vol. BOE-A-2021-10584. 2021, pp. 76274-76289. Accedido: 27 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2021/06/24/12>
- [59] «Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia Gobierno de España». <https://planderecuperacion.gob.es> (accedido 27 de mayo de 2023).
- [60] «Plan de recuperación para Europa». <https://planderecuperacion.gob.es/plan-de-recuperacion-para-europa> (accedido 26 de mayo de 2023).
- [61] «Visor INFOMAR - MITECO, CEDEX». <http://infomar.cedex.es/visor.html> (accedido 26 de mayo de 2023).
- [62] «BOE-A-2021-21096 Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables.» <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21096> (accedido 27 de mayo de 2023).
- [63] «La ordenación del espacio marítimo». <https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/ordenacion-del-espacio-maritimo/default.aspx> (accedido 27 de mayo de 2023).
- [64] «BOE-A-2010-20050 Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de protección del medio marino.» <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2010-20050> (accedido 27 de mayo de 2023).
- [65] P. dice, «La eólica urge a trazar un marco regulatorio que permita a España aprovechar la oportunidad de la “offshore”», El Periódico de la Energía, 27 de octubre de 2022. <https://elperiodicodelaenergia.com/la-eolica-urge-a-trazar-un-marco-regulatorio-que-permita-a-espana-aprovechar-la-oportunidad-de-la-offshore/> (accedido 27 de mayo de 2023).
- [66] I. CORPORATIVA, «Todo lo que te gustaría saber sobre la construcción de parques eólicos en mar abierto», Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-offshore/construccion-parques-eolicos-marinos> (accedido 10 de junio de 2023).
- [67] Mar, «Para alcanzar en España los nuevos objetivos de renovables de la UE para 2030, el sector eólico sugiere aumentar el objetivo nacional del PNIEC en 13 GW adicionales», Asociación Empresarial Eólica, 20 de septiembre de 2022. <https://aeeolica.org/para-alcanzar-en-espana-los-nuevos-objetivos-de-renovables-de-la-ue-para-2030-el-sector-eolico-sugiere-aumentar-el-objetivo-nacional-del-pniec-en-13-gw-adicionales/> (accedido 10 de junio de 2023).
- [68] «Zonificación para la ubicación de instalaciones eólicas marinas». https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/Eolicas_marinas.aspx (accedido 10 de junio de 2023).

- [69] Vientos de futuro, «21 pasos a seguir en la construcción de un parque eólico». [En línea]. Disponible en: <https://vientosdefuturo.org/aprende-mas/>
- [70] «Wind farm costs – Guide to an offshore wind farm». <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs> (accedido 10 de junio de 2023).
- [71] matt, «BVG Associates - strategic consulting for renewable energy», BVG Associates. <https://bvgassociates.com/> (accedido 10 de junio de 2023).
- [72] «Offshore Wind Technical Potential | Analysis and Maps | ESMAP». https://www.esmap.org/esmap_offshorewind_techpotential_analysis_maps (accedido 10 de junio de 2023).
- [73] «Viawind: Análisis del impacto visual de un parque eólico marino», Plain Concepts. <https://www.plainconcepts.com/es/landing/analisis-impacto-visual-parque-eolico-marino/> (accedido 13 de julio de 2023).
- [74] «La importancia del análisis del oleaje y corrientes previo a la instalación de un parque eólico marino (eólica offshore)». <https://dcserviciosambientales.es/la-importancia-del-analisis-del-oleaje-y-corrientes-previo-a-la-instalacion-de-un-parque-eolico-marino-eolica-offshore/> (accedido 13 de julio de 2023).
- [75] «La eólica marina podrá desarrollarse en 562 kilómetros cuadrados del mar canario», Atlántico Hoy, 28 de febrero de 2023. https://www.atlanticohoy.com/economia/eolica-marina-podra-desarrollarse-en-562-kilometros-cuadrados-mar-canario_1514213_102.html (accedido 17 de julio de 2023).
- [76] T. N. Patricia Ana y T. M. Enrique, Energía eólica (Serie Energías renovables) (2ª ed.). Prensas de la Universidad de Zaragoza, 2011.
- [77] Magdi Ragheb and Adam M. Ragheb, «Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio». July 5th. [En línea]. Disponible en: <https://www.intechopen.com/chapters/16242>
- [78] «Albert Betz Wind Energie | PDF», Scribd. <https://www.scribd.com/doc/166271631/Albert-Betz-Wind-Energie> (accedido 18 de julio de 2023).
- [79] P. Wais, «A review of Weibull functions in wind sector», Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 70, pp. 1099-1107, abr. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.12.014.
- [80] «Distribución de Weibull para determinar el Potencial Eólico | LinkedIn». <https://www.linkedin.com/pulse/distribuci%C3%B3n-de-weibull-para-determinar-el-potencial-tapia-segura/?originalSubdomain=es> (accedido 18 de julio de 2023).
- [81] «Global Wind Atlas». <https://globalwindatlas.info> (accedido 18 de julio de 2023).
- [82] «MERRA-2». <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/> (accedido 18 de julio de 2023).
- [83] J. F. López, «R Cuadrado (Coeficiente de determinación) - Definición, qué es y concepto», Economipedia. <https://economipedia.com/definiciones/r-cuadrado-coeficiente-determinacion.html> (accedido 18 de julio de 2023).
- [84] N. Haritos, «Introduction to the Analysis and Design of Offshore Structures– An Overview», Electron. J. Struct. Eng., n.º 1, Art. n.º 1, ene. 2007, doi: 10.56748/ejse.651.
- [85] F. Miceli, «Medium voltage power cables in wind farms: an introduction», Wind farms construction, 5 de julio de 2020. <https://www.windfarmbop.com/medium-voltage-power-cables-in-wind-farms-an-introduction/> (accedido 15 de junio de 2023).
- [86] R. L. LUÍS, Gestión del montaje de parques eólicos. Ediciones Paraninfo, S.A., 2017.

- [87] «Electrical system». <https://www.wind-energy-the-facts.org/electrical-system-7.html> (accedido 15 de junio de 2023).
- [88] I. CORPORATIVA, «¿Sabes cómo funcionan los parques eólicos terrestres?», Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/como-funcionan-parques-eolicos-terrestres> (accedido 15 de junio de 2023).
- [89] «Substation». <https://westofduddonsands.co.uk/technology/substation> (accedido 15 de junio de 2023).
- [90] «Proyectos | Planificación eléctrica 2021-26». <https://www.planificacionelectrica.es/proyectos> (accedido 15 de junio de 2023).
- [91] «BOE-A-2020-17278 Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.» <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-17278> (accedido 23 de julio de 2023).
- [92] «Conoce la capacidad de acceso | Red Eléctrica». <https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/conoce-la-capacidad-de-acceso> (accedido 22 de julio de 2023).
- [93] UNEF, «NOTA DE UNEF SOBRE EL PLAN +SE, PLAN + SEGURIDAD ENERGÉTICA PUBLICADO POR EL GOBIERNO EL 11 DE OCTUBRE DE 2022».
- [94] «ABEI - ABEI Energy | Productor independiente de energía». <https://abeienenergy.com/> (accedido 23 de julio de 2023).
- [95] «Parc Tramuntana: Visor 3D para ver el impacto futuro de un parque eólico», Plain Concepts. <https://www.plainconcepts.com/es/casestudy/parc-tramuntana-visor-3d-parque-eolico/> (accedido 15 de junio de 2023).
- [96] P. Tramuntana, «Inici». <https://parctramuntanapaisatge.com/> (accedido 15 de junio de 2023).
- [97] <https://www.facebook.com/EconomiaDigital.es>, «Eólica marina: los promotores rechazan que exista impacto visual a 20 km de la costa gallega » Galicia», 16 de abril de 2023. <https://www.economiadigital.es/galicia/empresas/impacto-visual-parques-eolica-marina.html> (accedido 15 de junio de 2023).
- [98] J. Hurtado, J. Fernandez, J. Parrondo, y E. Blanco, «Spanish method of visual impact evaluation in wind farms», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 8, pp. 483-491, oct. 2004, doi: 10.1016/j.rser.2003.12.009.
- [99] T. Guerrero y J. Constante, «Distribución factible de aerogeneradores en un parque eólico.», *ENERLAC Rev. Energ. Latinoam. El Caribe*, vol. 1, n.º 2, Art. n.º 2, dic. 2017.
- [100] «Visor de Cartografiado Marino». <https://sig.mapama.gob.es/marino/> (accedido 23 de julio de 2023).
- [101] «FAQ - redes de medida/predicciones | puertos.es». <https://www.puertos.es/es-es/Paginas/FAQ.aspx> (accedido 22 de julio de 2023).
- [102] «Prediccion de oleaje, nivel del mar; Boyas y mareografos | puertos.es». <https://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx> (accedido 22 de julio de 2023).
- [103] «Red Natura 2000». <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/default.aspx> (accedido 23 de julio de 2023).
- [104] COPE, «Los parques eólicos marinos ocupan zonas de pesca de la flota de Galicia», COPE, 2 de marzo de 2023. <https://www.cope.es/emisoras/galicia/a-coruna>

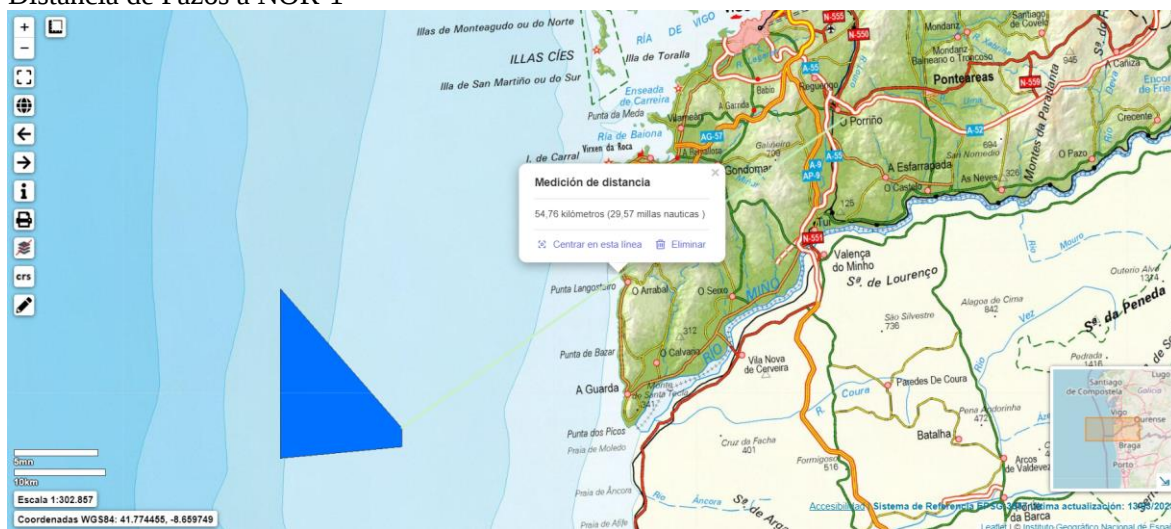
- provincia/santiago/noticias/los-parques-eolicos-marinos-ocupan-zonas-pesca-flota-galicia-20230302_2580383 (accedido 23 de julio de 2023).
- [105] «V236-15.0 MWTM», 24 de julio de 2023. <https://www.vestas.com/en/products/offshore/V236-15MW> (accedido 24 de julio de 2023).
- [106] Vicent, «Vestas entra en la eólica marina de la mano del aerogenerador V236 - 15.0 MW», Asociación Empresarial Eólica, 24 de febrero de 2021. <https://aeeolica.org/vestas-entra-en-la-eolica-marina-de-la-mano-del-aerogenerador-v236-15-0-mw/> (accedido 5 de agosto de 2023).
- [107] eoi, «Análisis y Diseño de un Parque Eólico Offshore en EE.UU.» [En línea]. Disponible en: file:///C:/Users/Usuario/Downloads/EOI_ParqueEolicoMERME_2013.pdf
- [108] «Los estudios topográficos, previo a la implantación de proyectos de energía renovable». <https://www.petroenergia.info/post/los-estudios-topogr%C3%A1ficos-previo-a-la-implantaci%C3%B3n-de-proyectos-de-energ%C3%ADa-renovable> (accedido 25 de julio de 2023).
- [109] «Factor de Capacidad de un Aerogenerador», Aerogeneradores. <https://aerogeneradores.com/factor-de-capacidad-de-un-aerogenerador/> (accedido 25 de julio de 2023).
- [110] CNMC, «ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A GREEN CAPITAL POWER, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA EL PARQUE EÓLICO LA HERRADA DE 51 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE MONTEALEGRE DEL CASTILLO, EN LA PROVINCIA DE ALBACETE». 8 de julio de 2021. [En línea]. Disponible en: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.cnmc.es/sites/default/files/3622152.pdf>
- [111] matt, «BVG Associates - strategic consulting for renewable energy», BVG Associates. <https://bvgassociates.com/> (accedido 6 de agosto de 2023).
- [112] regencycreative, «How do you value a renewable energy project?», International Valuation Standards Council, 31 de enero de 2018. <https://www.ivsc.org/how-do-you-value-a-renewable-energy-project/> (accedido 6 de agosto de 2023).
- [113] «Discounting - Energy Education». <https://energyeducation.ca/encyclopedia/Discounting> (accedido 6 de agosto de 2023).
- [114] «Parque eólico marino: ventajas y oportunidades en medio del océano-BLOG». <https://www.vectorenrenewables.com/es/recursos/blog/parque-eolico-marino-ventajas-oportunidades> (accedido 6 de agosto de 2023).
- [115] admin, «¿Turbinas eólicas con 40 años de vida útil?», WeMake Consultores, 8 de septiembre de 2020. <https://wemakeconsultores.com/turbinas-eolicas-con-40-anos-de-vida-util/> (accedido 6 de agosto de 2023).
- [116] K. Taryani, «Wind Turbine Cost: Worth The Million-Dollar Price In 2022?», 20 de marzo de 2023. <https://weatherguardwind.com/how-much-does-wind-turbine-cost-worth-it/> (accedido 7 de agosto de 2023).
- [117] AngelG.Gonzalez-Rodriguez, «Review of offshore wind farm cost components». Elsevier, 2017. [En línea]. Disponible en: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652617300011>

- extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://pendidikankimia.walisongo.ac.id/wp-content/uploads/2018/09/2-vol-37-april-2017.pdf
- [118] «OMIP». <https://www.omip.pt/es> (accedido 7 de agosto de 2023).
- [119] «REData - Componentes precio energía cierre desglose | Red Eléctrica». <https://www.ree.es/es/datos/mercados/componentes-precio-energia-cierre-desglose> (accedido 7 de agosto de 2023).
- [120] «Levelized Cost of Electricity - an overview | ScienceDirect Topics». <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/levelized-cost-of-electricity> (accedido 7 de agosto de 2023).
- [121] «Costos de generación de energía renovable en 2021», 13 de julio de 2022. <https://www.irena.org/Publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021-ES> (accedido 8 de agosto de 2023).
- [122] European Commission, «COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT Accompanying the document REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL Progress on competitiveness of clean energy technologies 2 & 3 - Windpower». 26 de octubre de 2021. [En línea]. Disponible en: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:bdd70525-3658-11ec-8daf-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_2&format=PDF
- [123] V. V. Morales, «Valor actual neto (VAN)», Economipedia. <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html> (accedido 7 de agosto de 2023).
- [124] A. S. Arias, «Tasa interna de retorno (TIR) - Definición y ejemplos», Economipedia. <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html> (accedido 7 de agosto de 2023).
- [125] I. CORPORATIVA, «¿Sabes qué es un PPA y cuáles son sus principales ventajas?», Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/conocenos/contrato-ppa-energia> (accedido 8 de agosto de 2023).
- [126] «España, los reyes de los PPA renovables en Europa por cuarto año consecutivo», El Periódico de la Energía, 6 de marzo de 2023. <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-los-reyes-de-los-ppa-renovables-en-europa-por-cuarto-ano-consecutivo/> (accedido 8 de agosto de 2023).
- [127] S. F. Munguía, «España es una potencia de la energía eólica, pero tiene una gran deuda con la offshore: así aspira a corregirla», Xataka, 5 de julio de 2023. <https://www.xataka.com/energia/espana-potencia-energia-eolica-tiene-gran-deuda-offshore-asi-aspira-a-corregirla-1> (accedido 8 de agosto de 2023).
- [128] Viaintermedia.com, «Panorama - La electricidad solar y eólica españolas, las más baratas de toda Europa», Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias., 18 de abril de 2023. <https://www.energias-renovables.com/panorama/la-electricidad-solar-y-eolica-espanolas-las-20230418> (accedido 8 de agosto de 2023).
- [129] «Pescadores gallegos contra el Gobierno: “Hay 11 ilegalidades en los planes de eólica marina”». https://www.elconfidencial.com/espana/galicia/2023-08-03/pescadores-gobierno-eolica-marina-galicia_3713134/ (accedido 9 de agosto de 2023).

ANEXO I: SITUACIÓN GEOGRÁFICA ZONAS FRENTE A LA SUBESTACIÓN MÁS CERCANA



Distancia de Pazos a NOR-1



Distancia de Atios a NOR-1



Distancia de Sabon a NOR-2

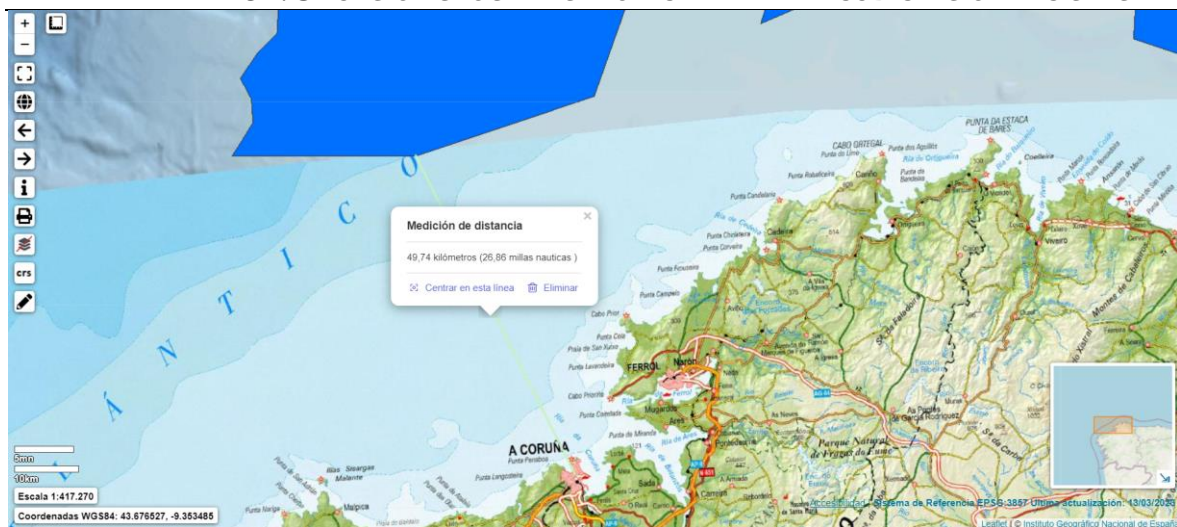


Distancia de Grela a NOR-2



Distancia de Eiris a NOR-2

ICAI ICADE CIHS **SITUACIÓN GEOGRÁFICA ZONAS FRENTE A LA SUBESTACIÓN MÁS CERCANA**



distancia de Puerto a NOR-2



Distancia Xove a NOR-3

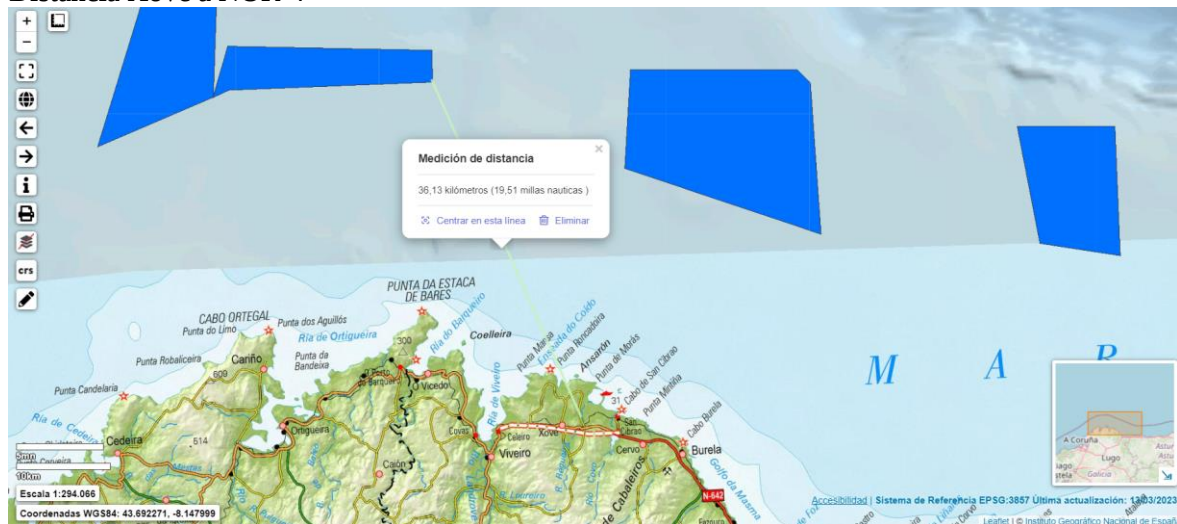


Distancia Aluminio a NOR-3

ICAI ICADE CIHS SITUACIÓN GEOGRÁFICA ZONAS FRENTE A LA SUBESTACIÓN MÁS CERCANA



Distancia Xove a NOR-4

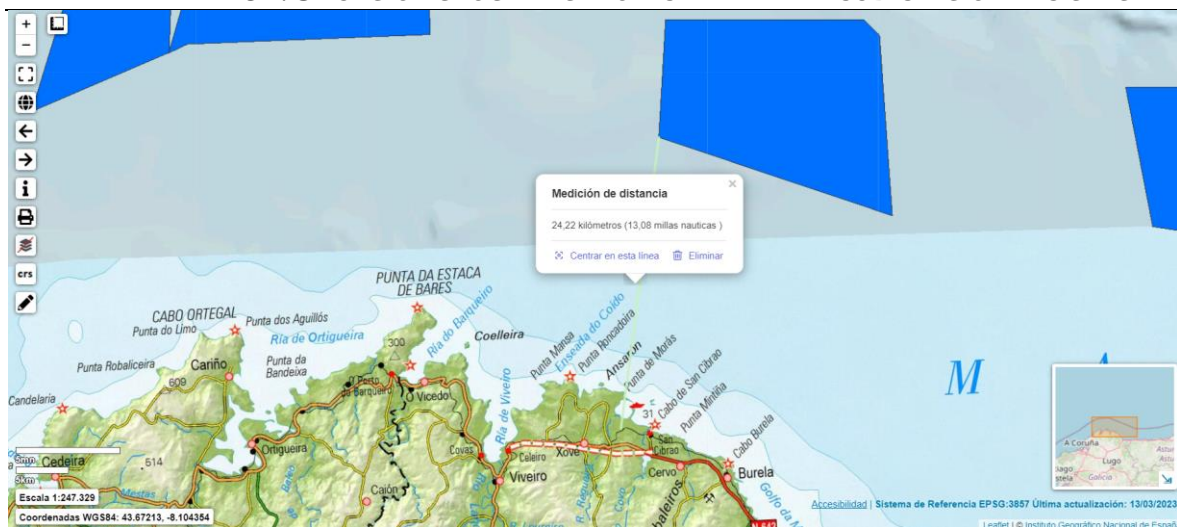


Distancia Aluminio a NOR-4



Distancia Xove a NOR-5

ICAI ICADE CIHS SITUACIÓN GEOGRÁFICA ZONAS FRENTE A LA SUBESTACIÓN MÁS CERCANA



Distancia Aluminios a NOR-5

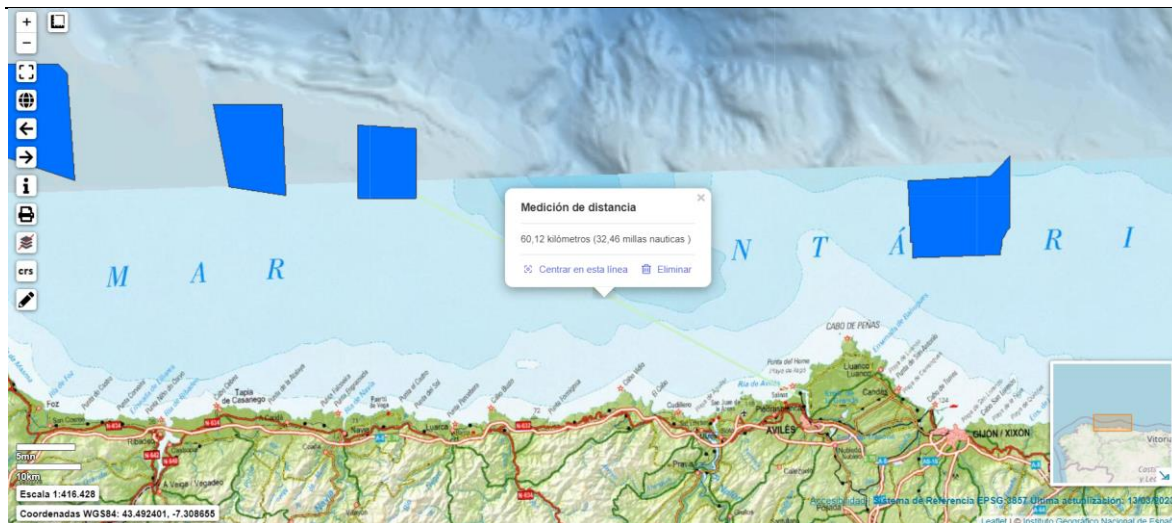


Distancia Xove a NOR-6

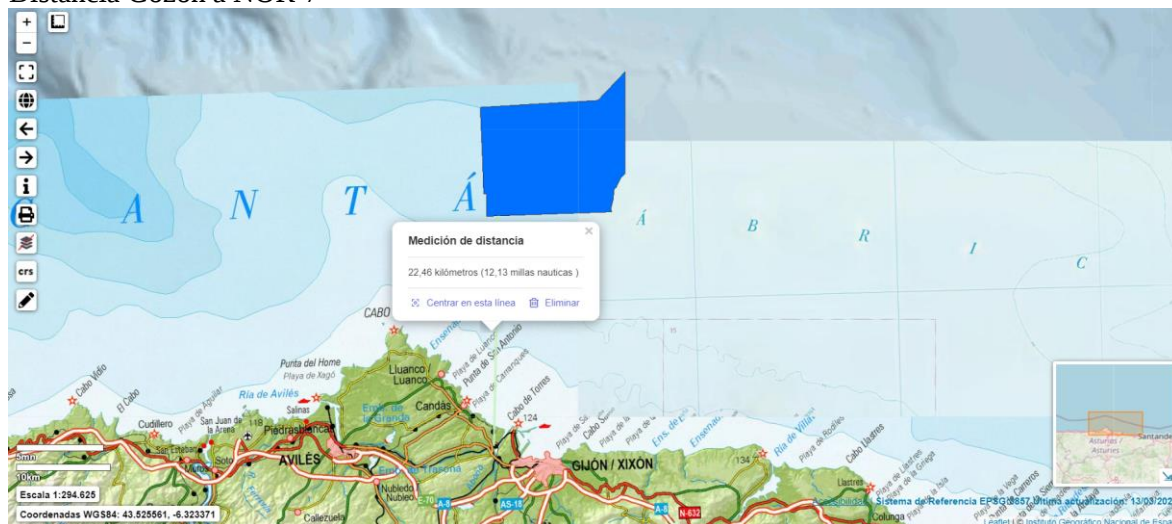


Distancia Xove a NOR-7

ICAI ICADE CIHS **SITUACIÓN GEOGRÁFICA ZONAS FRENTE A LA SUBESTACIÓN MÁS CERCANA**



Distancia Gozon a NOR-7



Distancia Carrio a NOR-8

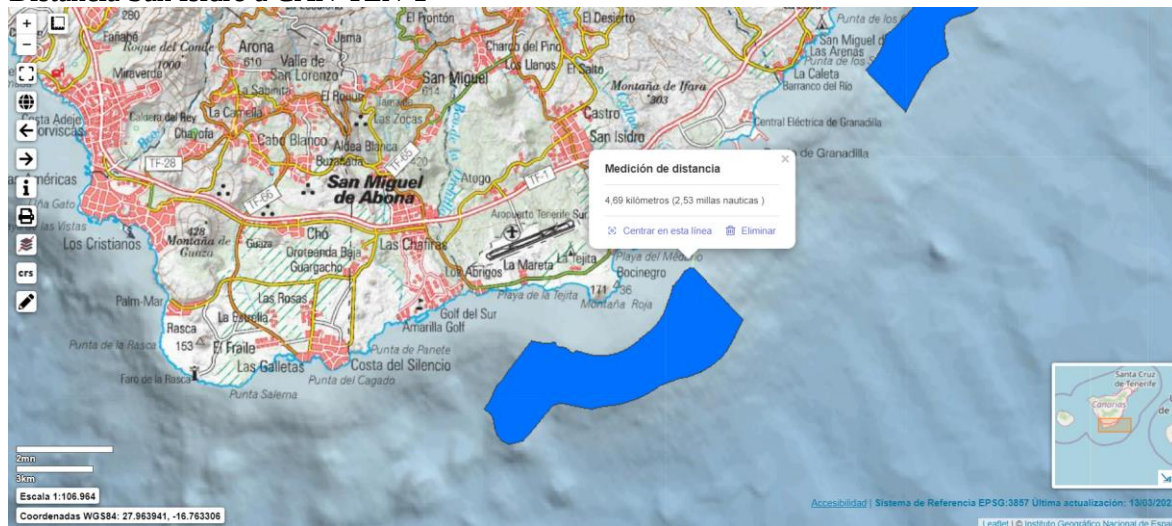


Distancia A Zinc a NOR-8

ICAI ICADE CIHS **SITUACIÓN GEOGRÁFICA ZONAS FRENTE A LA SUBESTACIÓN MÁS CERCANA**



Distancia San Isidro a CAN-TEN-1



Distancia Granadilla a CAN-TEN-1

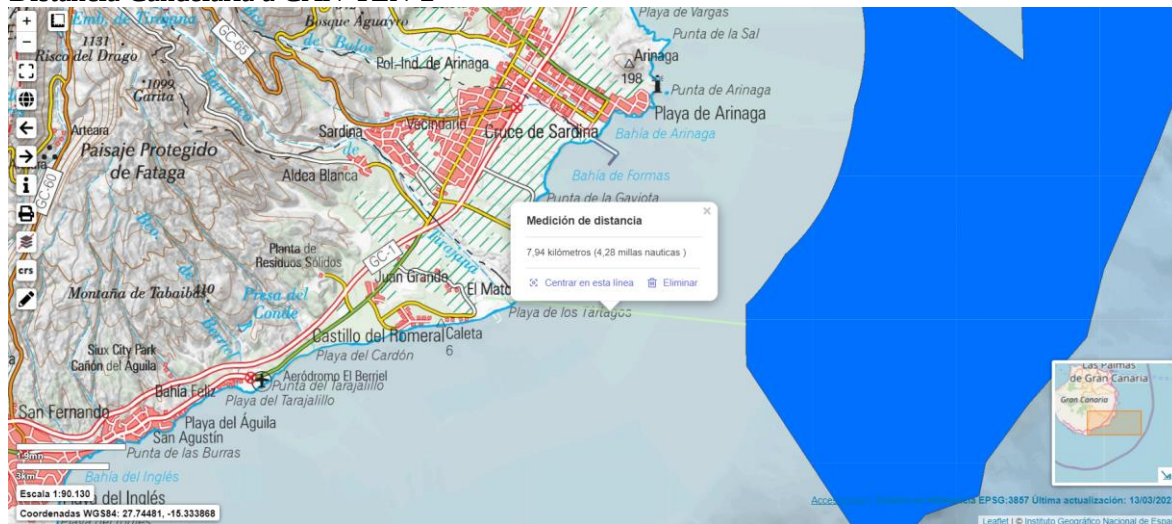


Distancia Granadilla a CAN-TEN-2

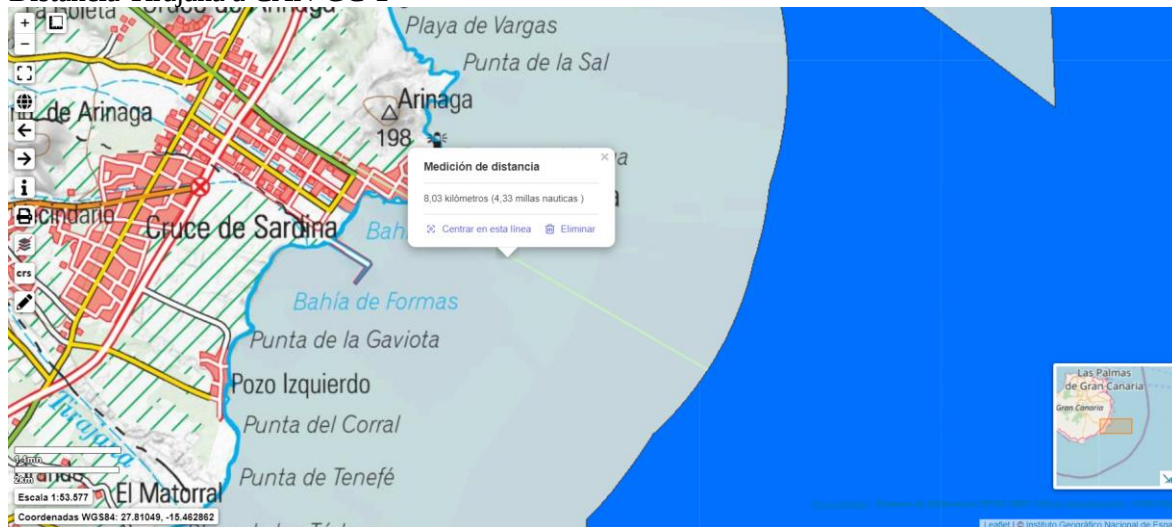
ICAI ICADE CIHS **SITUACIÓN GEOGRÁFICA ZONAS FRENTE A LA SUBESTACIÓN MÁS CERCANA**



Distancia Candelaria a CAN-TEN-2

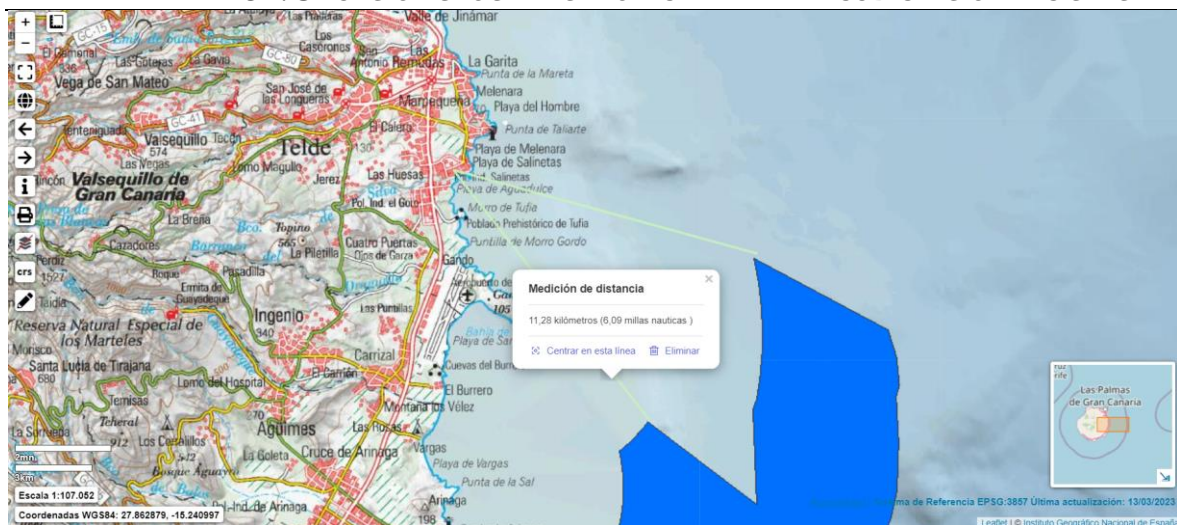


Distancia Tirajana a CAN-GC-1



Distancia Arinaga a CAN-GC-1

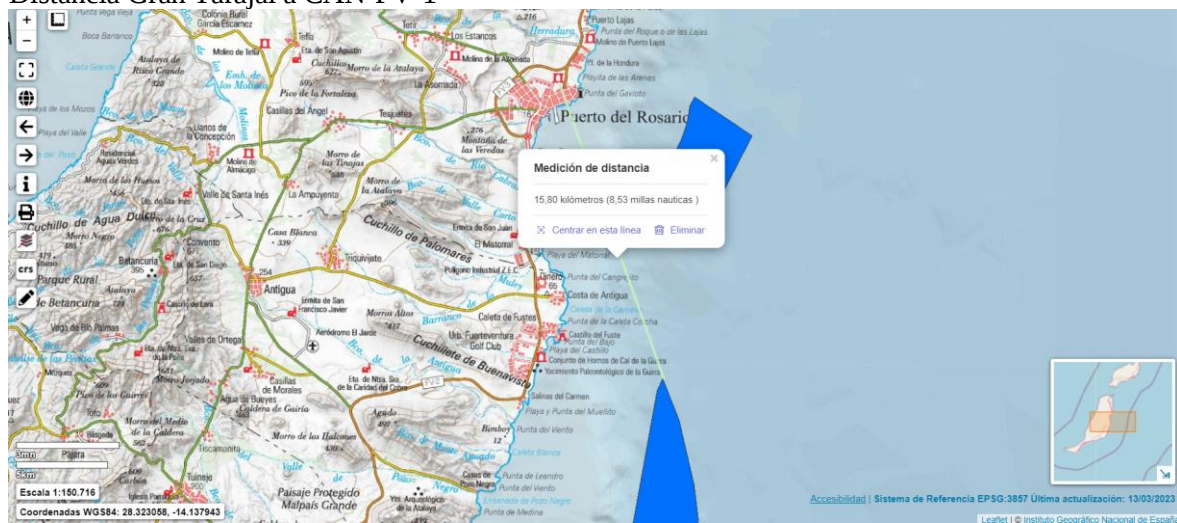
ICAI ICADE CIHS SITUACIÓN GEOGRÁFICA ZONAS FRENTE A LA SUBESTACIÓN MÁS CERCANA



Distancia Cinsa a CAN-GC-1



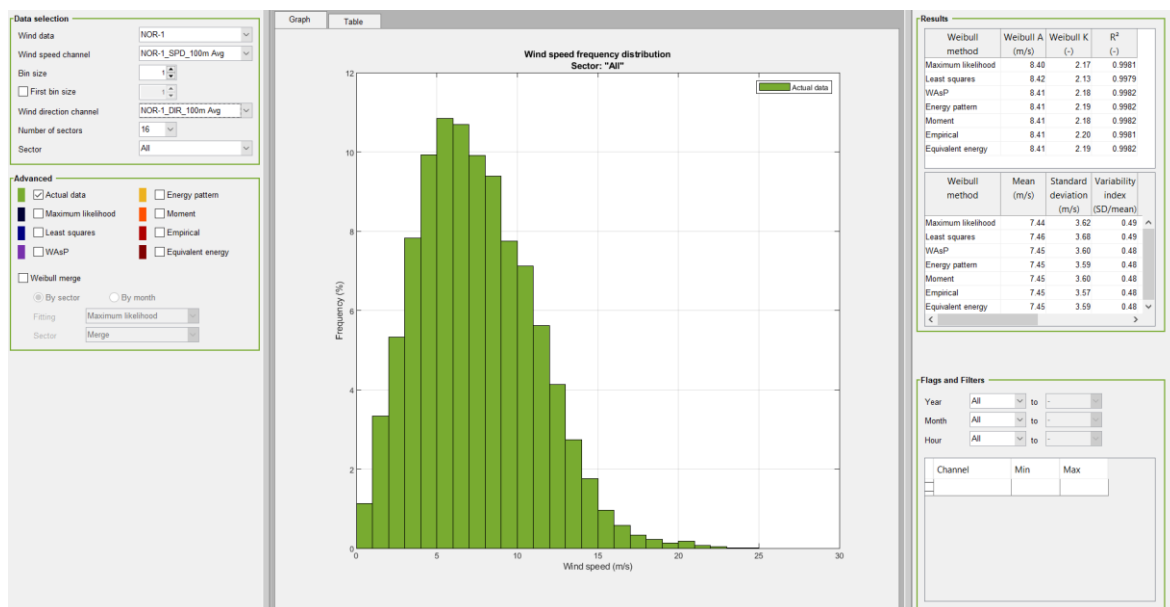
Distancia Gran Tarajal a CAN-FV-1



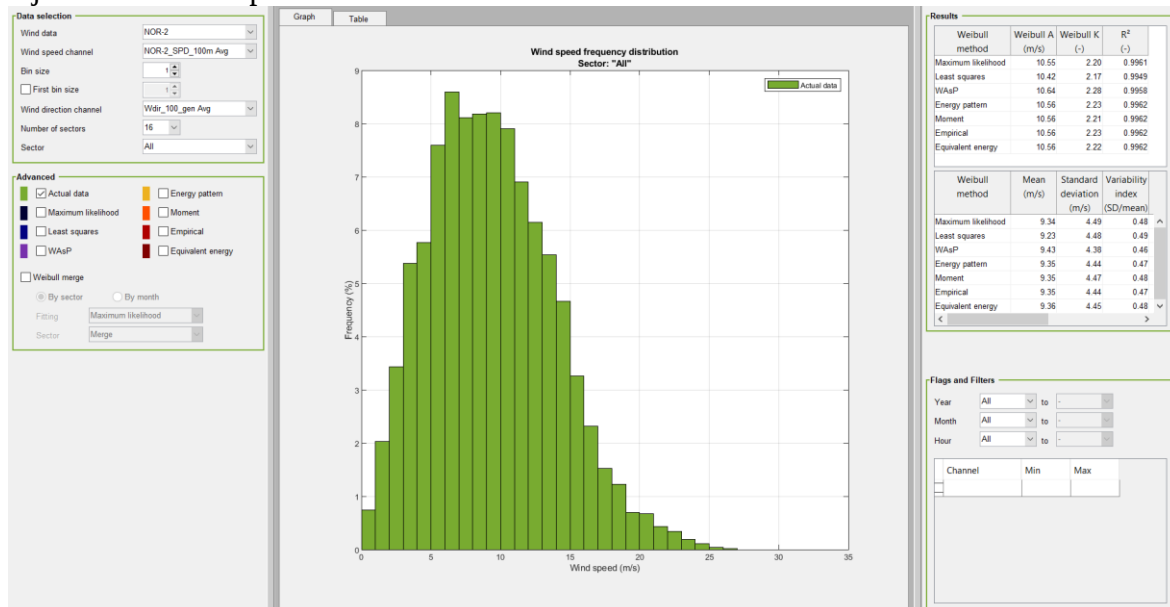
Distancia Salinas a CAN-FV-1

163

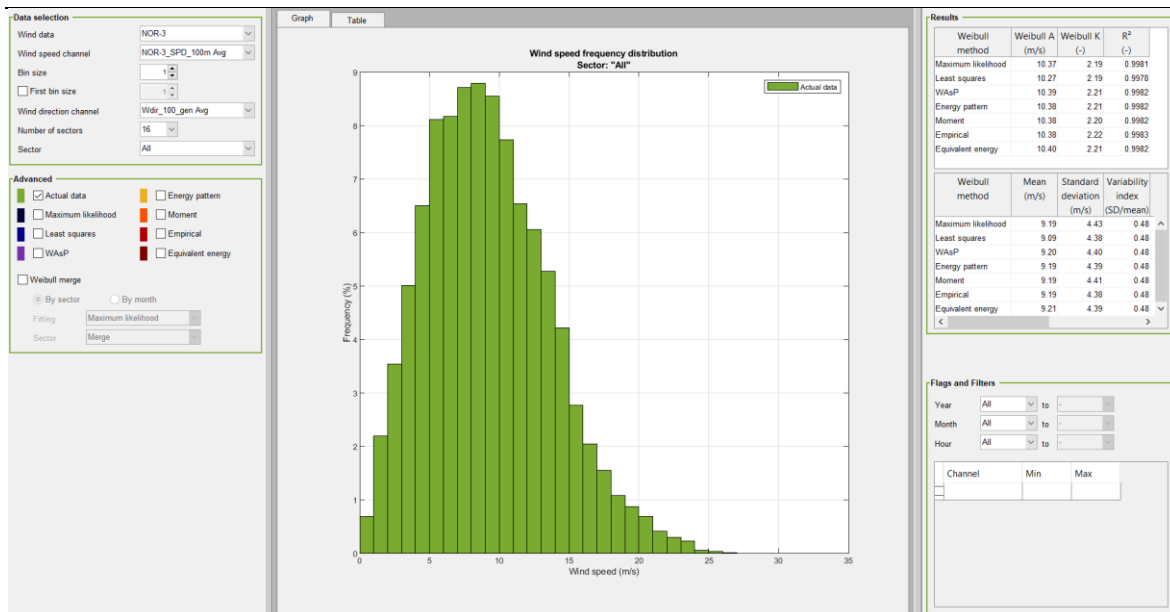
ANEXO II: AJUSTES DE WEIBULL DEMARCACIÓN NORATLÁNTICA



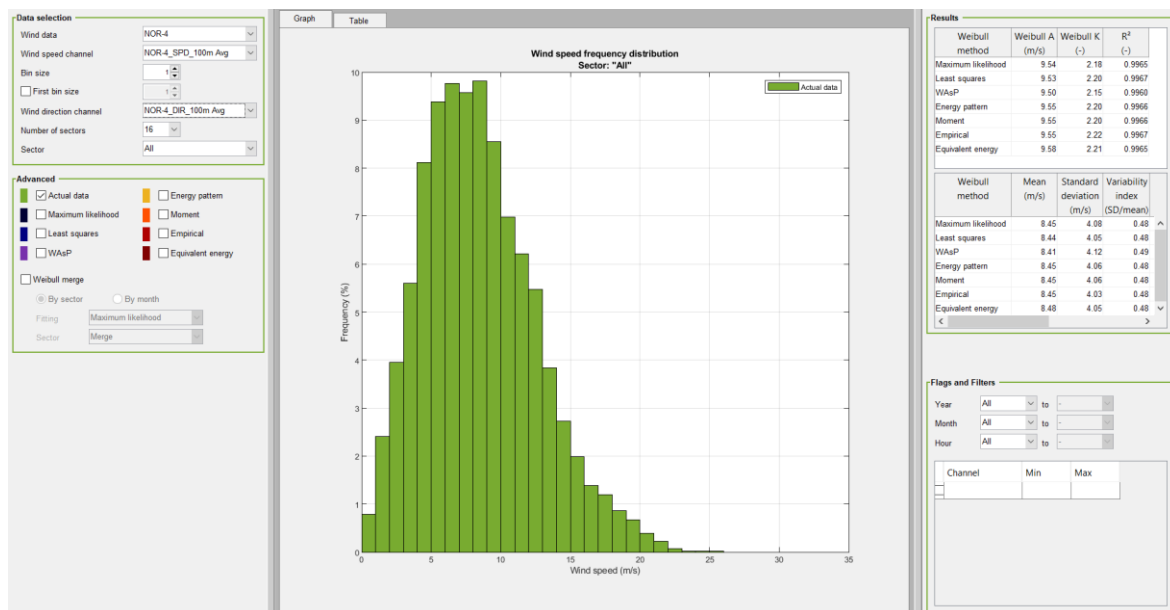
Ajuste de Weibull para la zona NOR-1



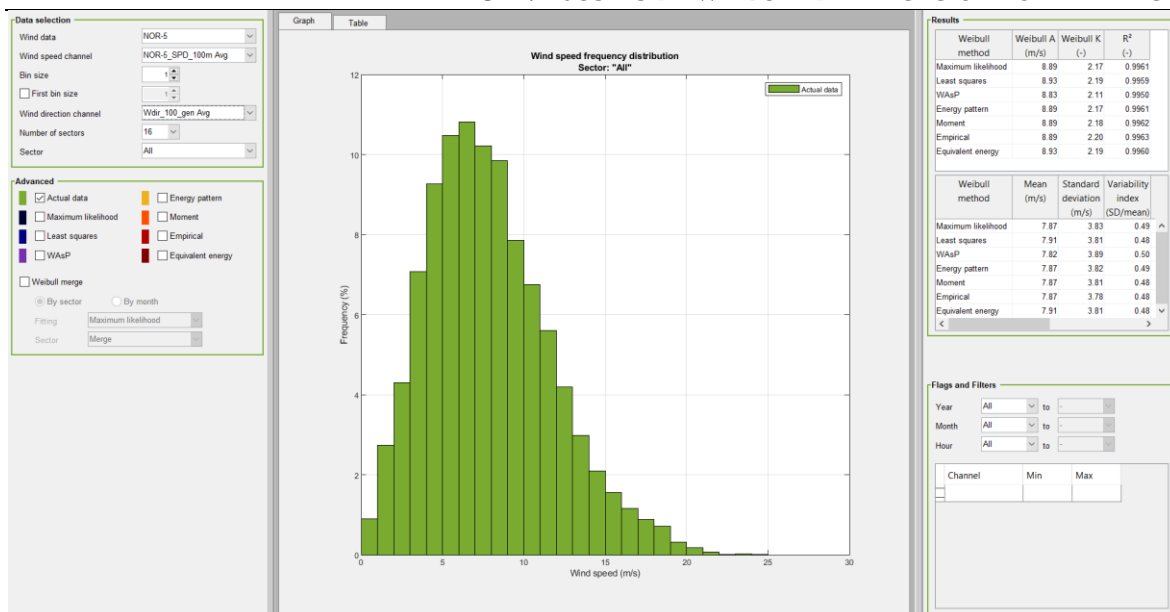
Ajuste de Weibull para la zona NOR-2



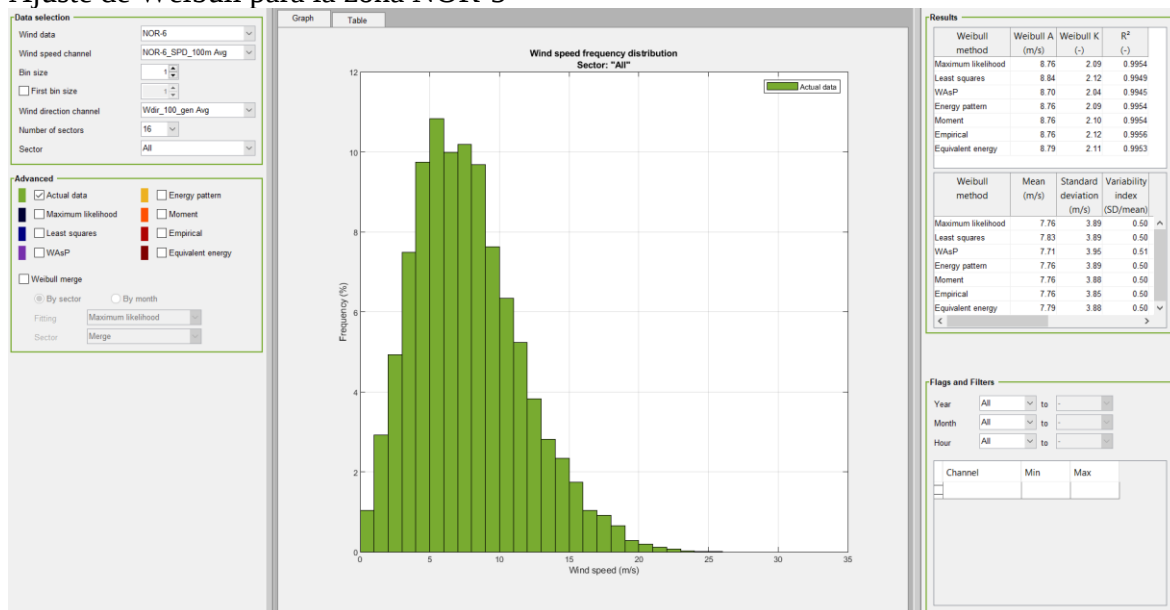
Ajuste de Weibull para la zona NOR-3



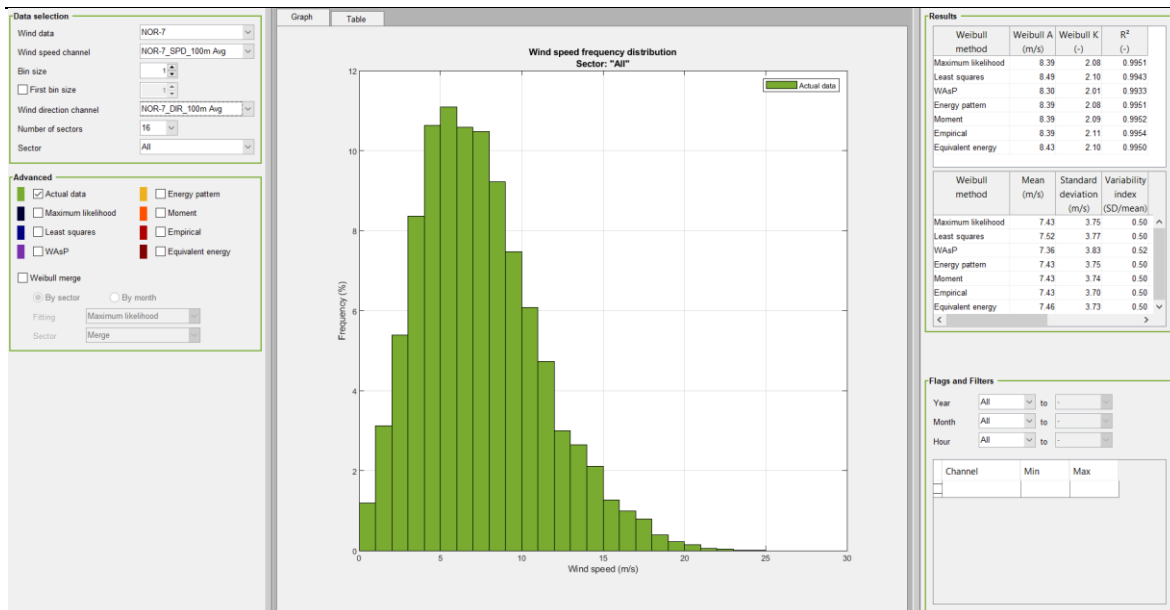
Ajuste de Weibull para la zona NOR-4



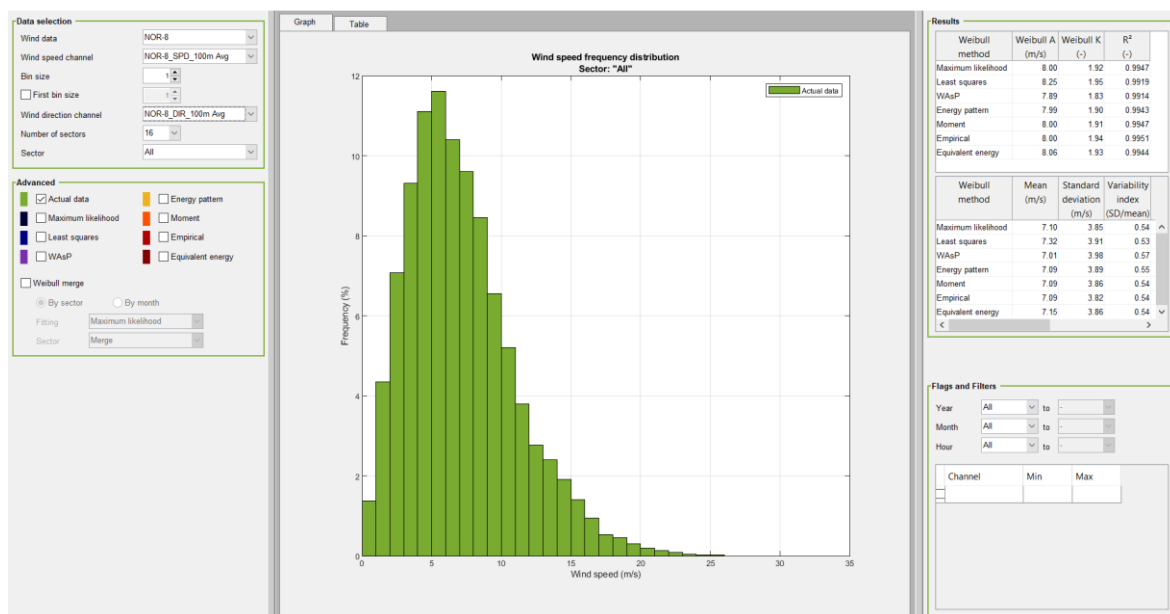
Ajuste de Weibull para la zona NOR-5



Ajuste de Weibull para la zona NOR-6

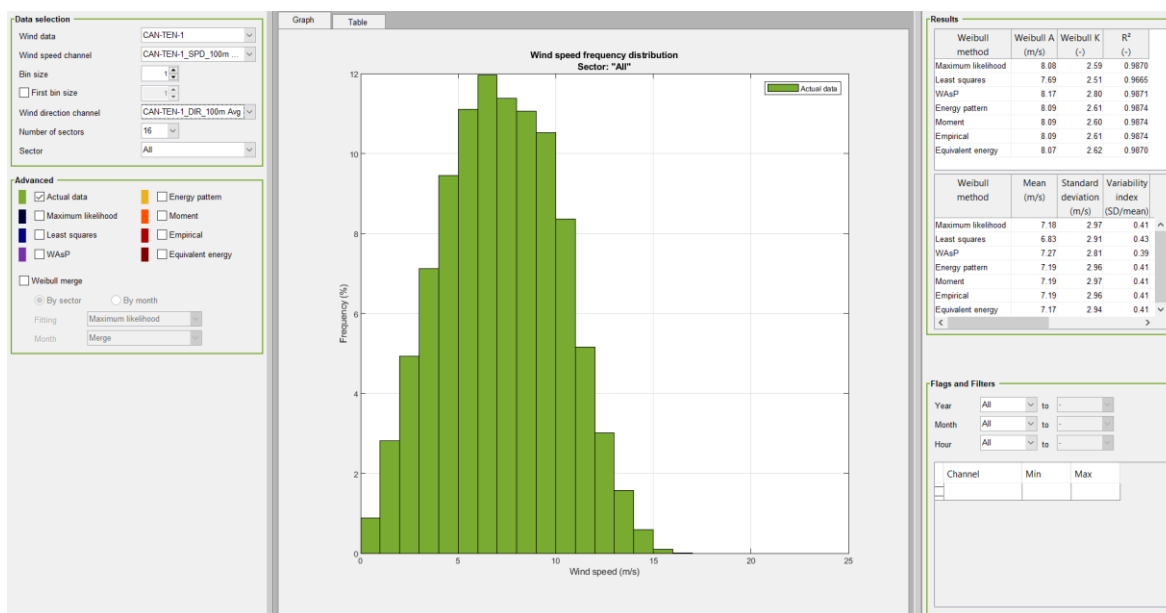


Ajuste de Weibull para la zona NOR-7

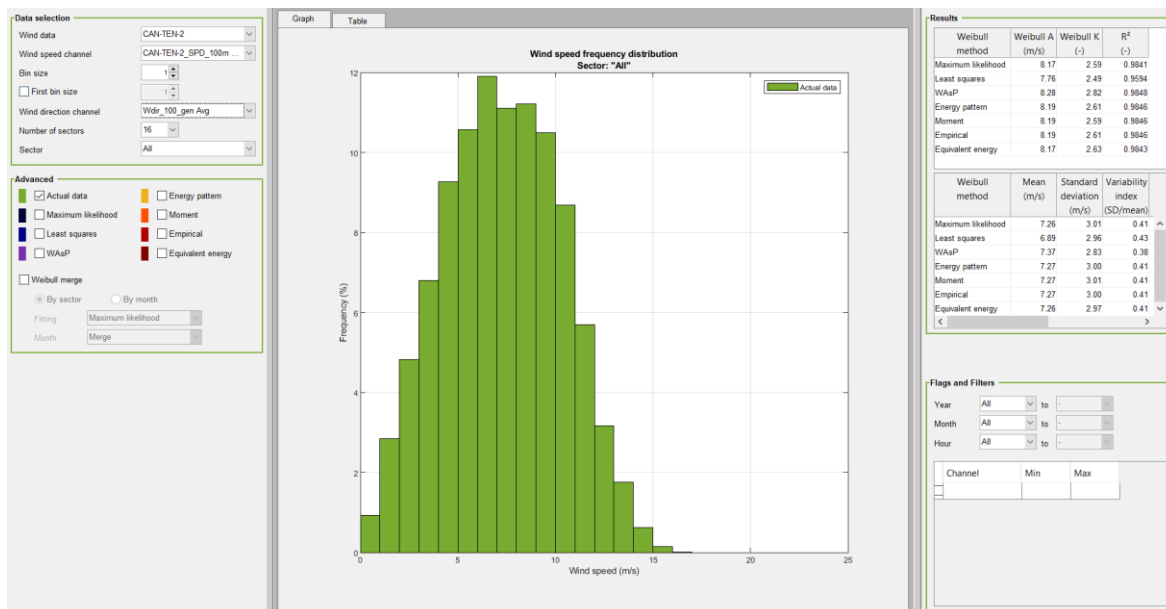


Ajuste de Weibull para la zona NOR-8

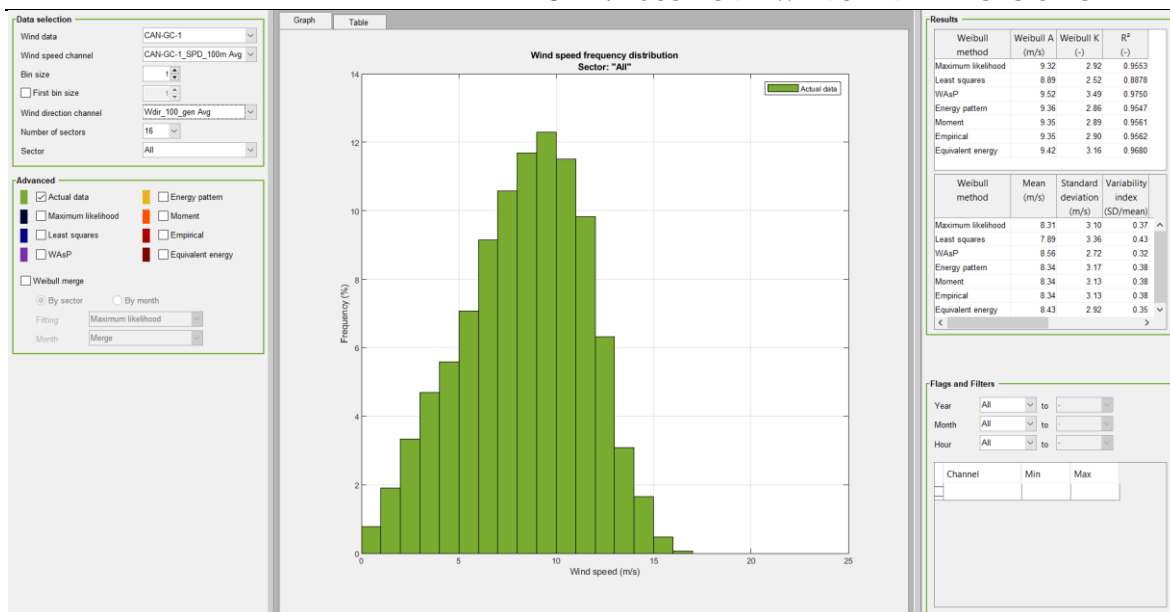
ANEXO III: AJUSTES DE WEIBULL DEMARCACIÓN CANARIA



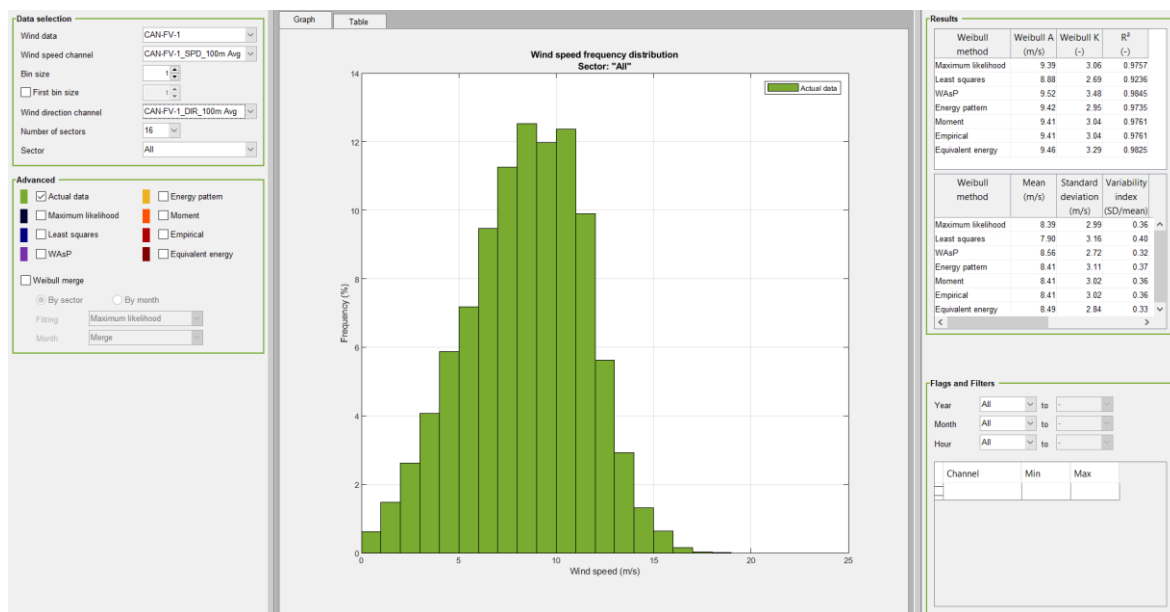
Ajuste de Weibull para la zona CAN-TEN-1



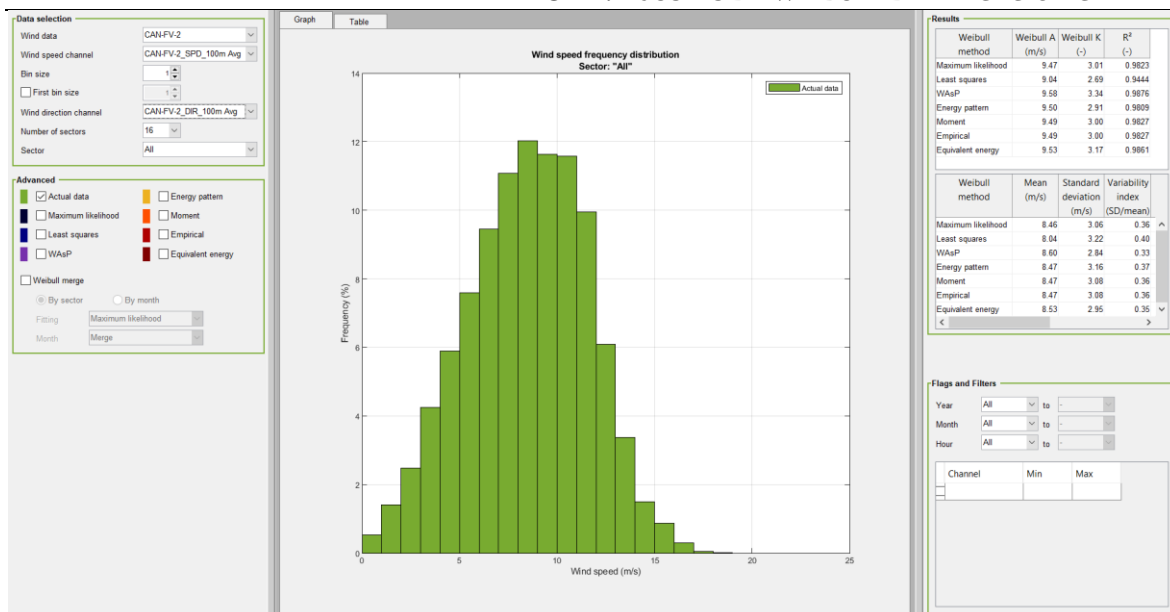
Ajuste de Weibull para la zona CAN-TEN-2



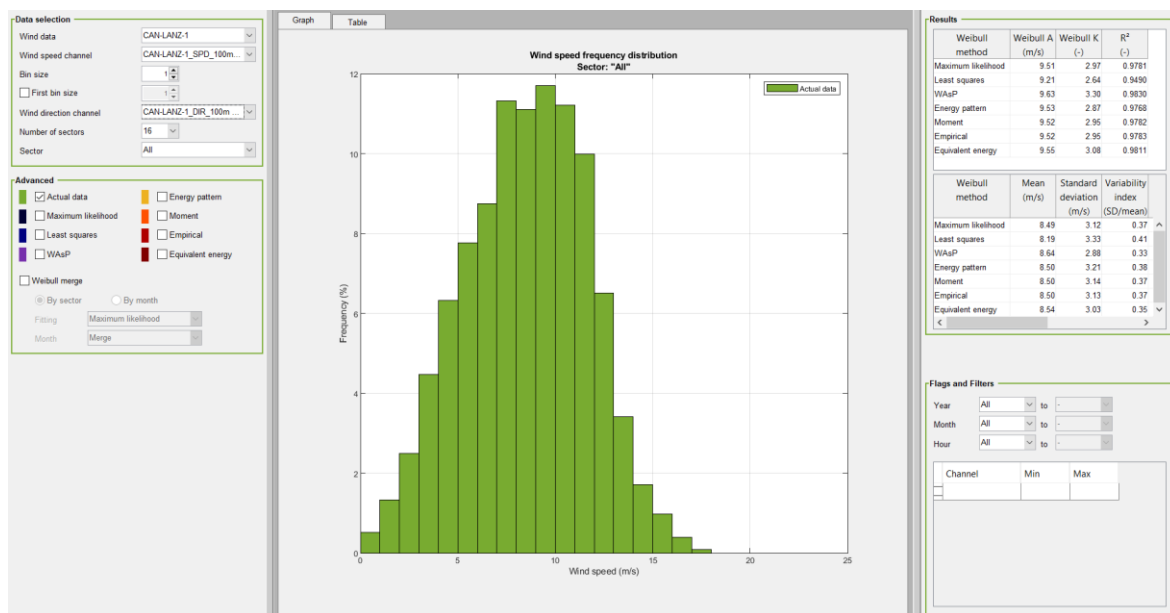
Ajuste de Weibull para la zona CAN-GC-1



Ajuste de Weibull para la zona CAN-FV-1



Ajuste de Weibull para la zona CAN-FV-2



Ajuste de Weibull para la zona CAN-LANZ-1

ANEXO IV: CAPACIDAD DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE Y MAPAS DEL PLAN DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA. REE.

Del documento completo publicado por REE se muestra aquí únicamente los datos correspondientes a las zonas de estudio: la demarcación noratlántica y la canaria.

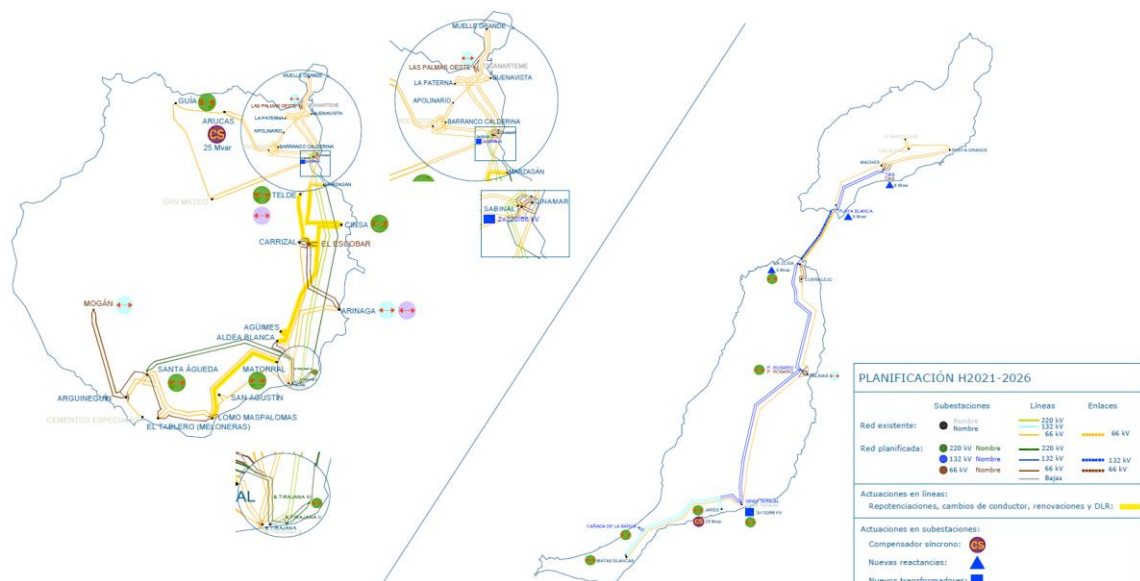
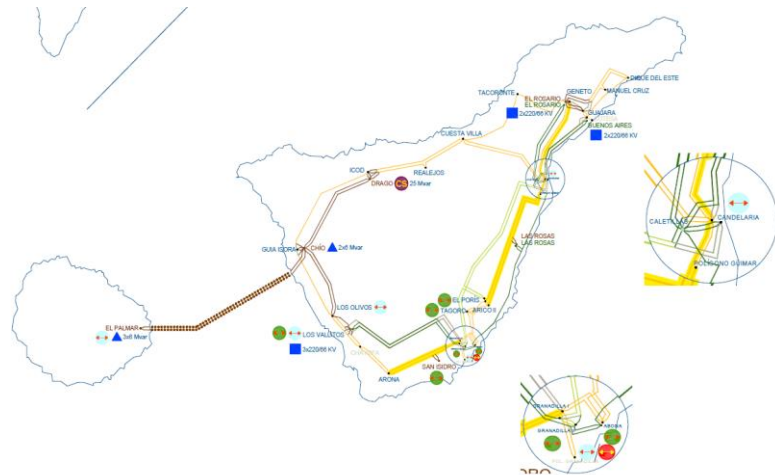


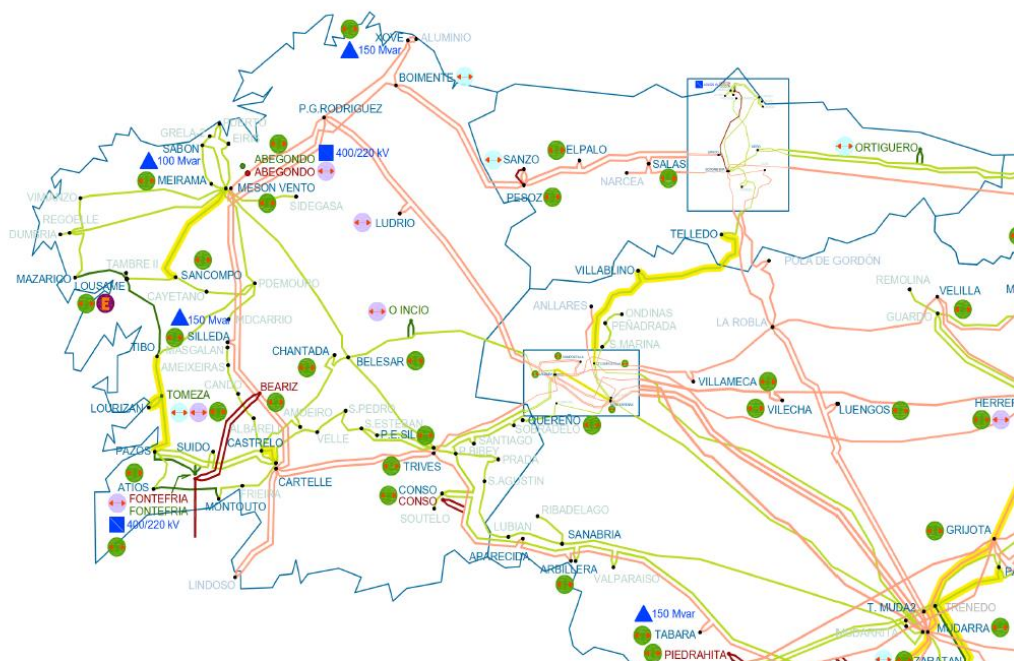
CIHS

CAPACIDAD DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE Y MAPAS DEL PLAN DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA. REE.

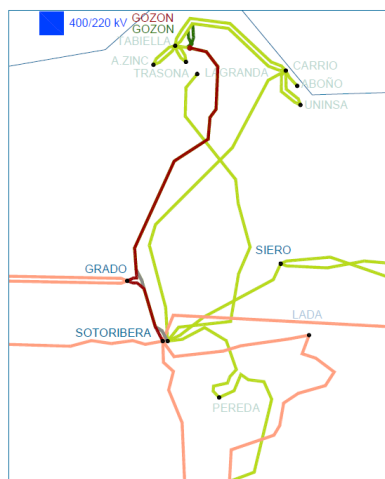
Country or territory	Source	Revenue (USD)		Employment (thousands)				Production (thousands of tons)				Investment (USD)				Exports (USD)				Imports (USD)				Trade balance (USD)				GDP (USD)			
		2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
USA	2019	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
USA	2020	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
USA	2021	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
USA	2022	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
USA	2023	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
USA	2024	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
USA	2025	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
USA	2026	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
USA	2027	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
USA	2028	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
USA	2029	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
USA	2030	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
USA	2031	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
USA	2032	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
USA	2033	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
USA	2034	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
USA	2035	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
USA	2036	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
USA	2037	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
USA	2038	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
USA	2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USA	2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USA	2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USA	2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USA	2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USA	2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USA	2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USA	2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USA	2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USA	2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USA	2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USA	2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						

[illegible]





Detalle Asturias



ANEXO V: OLEAJE DE LAS ZONAS DE LA DEMARCACIÓN NORATLÁNTICA

Oleaje Punto SIMAR 3008000 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	5.66	308	17.74	2022	7	8
Enero	5.66	308	17.74	2022	7	9
Febrero	5.94	323	17.74	2022	25	1
Marzo	6.11	287	17.74	2022	11	16
Marzo	6.11	287	17.74	2022	11	15
Abril	4.64	264	16.12	2022	11	11
Mayo	4.09	259	14.66	2022	17	10
Junio	4.19	309	14.66	2022	10	17
Julio	4.64	263	7.52	2022	9	12
Agosto	3.49	318	11.01	2022	16	19
Septiembre	4.1	203	10.01	2022	13	6
Octubre	5.73	228	13.32	2022	20	10
Noviembre	6.25	299	17.74	2022	24	3
Diciembre	6.27	214	12.11	2022	19	12

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona NOR-1

Oleaje Punto SIMAR 3024040 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	6.56	308	19.51	2022	9	7
Febrero	6.43	321	17.74	2022	25	3
Febrero	6.43	321	17.74	2022	25	2
Febrero	6.43	322	17.74	2022	25	4
Febrero	6.43	322	17.74	2022	25	0
Marzo	6.54	282	17.74	2022	11	15
Abril	4.87	260	10.01	2022	8	7
Mayo	3.95	39	8.27	2022	28	2
Mayo	3.95	39	8.27	2022	28	3
Junio	5.26	349	12.11	2022	19	17
Julio	4.41	293	10.01	2022	9	21
Agosto	4.27	308	11.01	2022	16	18
Septiembre	3.7	282	13.32	2022	5	23
Octubre	5.46	255	13.32	2022	20	22
Noviembre	6.8	302	13.32	2022	21	18
Diciembre	5.68	242	12.11	2022	31	15

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona NOR-2

Oleaje Punto SIMAR 3032044 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	6.67	308	19.51	2022	9	7
Febrero	6.36	319	17.74	2022	25	1
Febrero	6.36	319	17.74	2022	25	2
Marzo	6.5	281	17.74	2022	11	16
Abril	5.08	261	10.01	2022	8	7
Mayo	4.07	59	7.52	2022	28	1
Junio	5.43	348	12.11	2022	19	14
Julio	4.11	300	10.01	2022	9	22
Agosto	4.2	322	11.01	2022	17	1
Septiembre	3.62	336	14.66	2022	27	10
Octubre	5.42	254	13.32	2022	20	23
Noviembre	6.77	274	16.12	2022	16	14
Diciembre	5.84	245	12.11	2022	31	16

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona NOR-3

Oleaje Punto SIMAR 1049076 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	6.99	307	19.51	2022	9	8
Febrero	6.41	318	17.74	2022	25	1
Marzo	6.49	281	17.74	2022	11	17
Marzo	6.49	281	17.74	2022	11	16
Abril	5.36	265	10.01	2022	8	8
Mayo	3.75	270	14.66	2022	17	11
Junio	5.67	340	12.11	2022	19	14
Julio	3.83	311	10.01	2022	9	23
Julio	3.83	310	10.01	2022	10	0
Agosto	4.27	319	11.01	2022	17	1
Septiembre	3.63	335	16.12	2022	27	9
Octubre	5.38	256	13.32	2022	21	1
Octubre	5.38	256	13.32	2022	21	2
Noviembre	6.86	300	13.32	2022	21	18
Diciembre	5.88	256	11.01	2022	12	17

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona NOR-4

Oleaje Punto SIMAR 3052048 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	6.85	311	19.51	2022	9	8
Febrero	6.23	323	21.46	2022	21	20
Febrero	6.23	323	21.46	2022	21	19
Marzo	5.86	287	17.74	2022	11	17
Abril	5.38	272	11.01	2022	8	9
Mayo	3.38	51	13.32	2022	28	1
Junio	5.18	331	12.11	2022	19	15
Julio	3.45	321	10.01	2022	10	1
Julio	3.45	323	10.01	2022	10	0
Agosto	4.01	314	11.01	2022	17	1
Septiembre	3.58	317	11.01	2022	28	9
Octubre	4.62	264	12.11	2022	23	14
Noviembre	6.65	281	16.12	2022	16	15
Diciembre	5.74	262	10.01	2022	12	17

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona NOR-5

Oleaje Punto SIMAR 3060044 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	5.51	326	19.51	2022	9	8
Febrero	5.25	338	21.46	2022	21	20
Febrero	5.25	338	21.46	2022	21	21
Marzo	4.43	63	8.27	2022	14	21
Abril	4.3	287	10.01	2022	8	10
Mayo	3.13	57	6.83	2022	28	0
Junio	4.4	329	12.11	2022	19	16
Julio	2.97	337	10.01	2022	10	1
Agosto	3.37	317	11.01	2022	17	2
Septiembre	3.34	317	10.01	2022	28	9
Octubre	3.31	273	12.11	2022	23	14
Noviembre	5.75	308	12.11	2022	21	16
Diciembre	4.19	288	10.01	2022	12	18

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona NOR-6

Oleaje Punto SIMAR 3068044 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	6.22	316	19.51	2022	9	9
Febrero	5.67	328	21.46	2022	21	20
Marzo	4.6	63	8.27	2022	14	21
Marzo	4.6	63	8.27	2022	14	22
Abril	4.38	285	11.01	2022	8	11
Mayo	3.07	45	14.66	2022	27	23
Mayo	3.07	43	13.32	2022	28	0
Junio	4.46	318	12.11	2022	19	16
Julio	3.16	290	7.52	2022	19	17
Agosto	3.57	310	11.01	2022	17	2
Septiembre	3.54	317	10.01	2022	28	10
Octubre	3.33	315	14.66	2022	16	8
Octubre	3.33	314	14.66	2022	16	9
Noviembre	6.19	302	12.11	2022	21	15
Diciembre	3.79	307	14.66	2022	29	11

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona NOR-7

Oleaje Punto SIMAR 3092044 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	7.11	308	19.51	2022	9	10
Febrero	6.36	319	17.74	2022	21	19
Febrero	6.36	320	17.74	2022	21	20
Marzo	5.16	292	17.74	2022	11	19
Abril	5.21	291	12.11	2022	8	14
Mayo	2.86	306	13.32	2022	11	22
Junio	4.33	298	12.11	2022	19	16
Julio	2.78	329	10.01	2022	10	6
Agosto	3.55	292	12.11	2022	16	23
Septiembre	4.12	302	10.01	2022	28	9
Octubre	3.61	311	14.66	2022	16	10
Noviembre	6.95	302	13.32	2022	21	19
Diciembre	4.22	303	14.66	2022	29	13
Diciembre	4.22	303	14.66	2022	29	12

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona NOR-8

ANEXO VI: OLEAJE DE LAS ZONAS DE LA DEMARCACIÓN CANARIA

Oleaje Punto SIMAR 4024009 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	3.05	50	7.52	2022	8	2
Enero	3.05	50	7.52	2022	8	3
Febrero	3.57	50	8.27	2022	28	17
Marzo	3.51	51	8.27	2022	5	17
Abril	3.16	50	10.01	2022	20	17
Mayo	2.54	52	6.83	2022	2	22
Junio	2.96	53	7.52	2022	8	11
Julio	3.24	53	7.52	2022	28	15
Agosto	2.91	54	7.52	2022	23	0
Septiembre	2.93	54	6.83	2022	9	1
Octubre	2.57	53	6.83	2022	14	17
Noviembre	3.25	50	8.27	2022	20	2
Diciembre	2.98	102	7.52	2022	27	11

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona CAN-TEN-1

Oleaje Punto SIMAR 4025010 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	3.03	47	7.52	2022	6	17
Febrero	3.46	45	9.1	2022	28	17
Marzo	3.4	46	9.1	2022	5	17
Abril	3.27	46	10.01	2022	20	17
Mayo	2.54	48	6.83	2022	2	21
Junio	2.99	45	7.52	2022	28	21
Julio	3.34	51	7.52	2022	28	4
Julio	3.34	51	7.52	2022	28	5
Agosto	2.92	47	7.52	2022	3	23
Septiembre	2.79	49	6.83	2022	9	1
Octubre	2.44	48	6.21	2022	14	17
Noviembre	3.26	47	8.27	2022	20	1
Diciembre	2.89	96	8.27	2022	27	11

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona CAN-TEN-2

Oleaje Punto SIMAR 4038008 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	3.23	23	9.1	2022	7	18
Enero	3.23	23	16.12	2022	7	13
Enero	3.23	23	16.12	2022	7	12
Febrero	3.06	18	9.1	2022	20	4
Marzo	3.21	24	9.1	2022	5	13
Abril	3.32	23	10.01	2022	20	6
Mayo	1.89	26	6.83	2022	2	17
Junio	2.4	16	8.27	2022	28	23
Julio	2.34	18	8.27	2022	28	12
Julio	2.34	17	8.27	2022	28	13
Agosto	2.22	20	8.27	2022	4	17
Septiembre	2.57	15	7.52	2022	30	23
Octubre	2.52	16	7.52	2022	1	0
Noviembre	3.08	28	9.1	2022	20	4
Noviembre	3.08	28	9.1	2022	20	3
Diciembre	3.22	102	7.52	2022	27	11
Diciembre	3.22	101	7.52	2022	27	10

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona CAN-GC-1

Oleaje Punto SIMAR 4056012 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	2.9	40	8.27	2022	7	11
Febrero	3.12	39	9.1	2022	28	17
Marzo	3.4	39	10.01	2022	5	9
Abril	3.28	37	10.01	2022	20	6
Abril	3.28	37	10.01	2022	20	5
Mayo	1.97	42	7.52	2022	2	20
Junio	2.49	41	8.27	2022	8	13
Julio	2.34	36	6.83	2022	28	23
Agosto	2.23	37	7.52	2022	4	8
Septiembre	2.01	33	6.83	2022	30	23
Octubre	2.41	37	8.27	2022	1	7
Noviembre	3.31	39	9.1	2022	20	5
Diciembre	2.95	82	7.52	2022	27	11
Diciembre	2.95	84	7.52	2022	27	10

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona CAN-FV-1

Oleaje Punto SIMAR 1025014 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	2.82	41	8.3	2022	7	11
Febrero	3.02	41	9.1	2022	28	16
Marzo	3.33	38	12.1	2022	5	8
Abril	3.22	39	10	2022	20	6
Mayo	1.92	43	7.5	2022	2	18
Mayo	1.92	43	7.5	2022	2	19
Mayo	1.92	43	6.8	2022	2	14
Junio	2.34	43	8.3	2022	8	13
Junio	2.34	42	8.3	2022	8	12
Junio	2.34	42	8.3	2022	8	11
Julio	2.21	29	8.3	2022	27	17
Agosto	2.16	40	7.5	2022	17	23
Agosto	2.16	40	7.5	2022	18	0
Septiembre	1.93	32	6.8	2022	30	23
Octubre	2.39	38	9.1	2022	1	7
Noviembre	3.23	41	9.1	2022	20	6
Diciembre	3.05	87	7.5	2022	27	10

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona CAN-FV-2

Oleaje Punto SIMAR 4061021 Altura Máxima Mensual 2022						
Mes	Altura Significante (...)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	3.44	29	9.1	2022	7	11
Febrero	3.41	28	9.1	2022	28	5
Marzo	3.8	29	9.1	2022	5	7
Abril	3.96	28	10.01	2022	20	5
Mayo	2.03	32	6.83	2022	2	12
Mayo	2.03	26	7.52	2022	23	2
Mayo	2.03	26	7.52	2022	23	3
Mayo	2.03	25	7.52	2022	23	4
Junio	2.54	30	8.27	2022	9	15
Junio	2.54	30	8.27	2022	9	14
Julio	2.51	26	8.27	2022	28	1
Agosto	2.47	29	8.27	2022	18	0
Septiembre	2.64	20	8.27	2022	30	23
Octubre	2.9	26	9.1	2022	1	5
Noviembre	3.54	35	9.1	2022	20	8
Diciembre	3.3	93	7.52	2022	27	10

Oleaje del Punto SIMAR correspondiente a la zona CAN-LANZ-1

ANEXO VII: FICHA TÉCNICA VESTAS V236-15.0 MWTM IEC S

V236-15.0 MW™



Wind. It means the world to us.™

Vestas.

Determined to lead offshore wind forward

We are driven by an ambition to power the clean energy future of our world. Offshore wind is pivotal to hitting that target. So we have been busy innovating, for the future of our industry and the future of our world.

The V236-15.0 MW™ is the culmination of that innovation. World-class technology shaped by industry-leading experience, onshore and offshore. It is built for a ground-breaking world: efficiently designed, globally applicable and engineered for peak performance. It is Vestas' power to the future.

A strong foundation

We are battle-hardened. Over 40 years of turbine development expertise and over 25 years delivering projects offshore has given us some hard-earned lessons. Together with our partners, we have installed and maintained turbines in frozen tundras, in tropical trade winds, and in tsunami-stricken waters. From the installment of 500 kW turbines at Tuohoe Knob in 1995 to the 9 MW platform turbines in operation today we have been pushing boundaries offshore for more than 25 years. This experience has enabled us to hand-pick what works. It takes experience to know, and our lessons learned are fused into the core of Vestas' next generation offshore platform.







Introducing the V236-15.0 MW™

Advanced platform based on proven system designs

The V236-15.0 MW™ is built on proven, world-class technology. Drawing the best from our En-Ventus and 9 MW platforms, the V236-15.0 MW™ is a continuation of proven results. Advanced system designs, such as our efficient geared drivetrain, our CubePower converter, and our Control System 8000, are integrated and optimised for our next-generation offshore platform. Due to the common technical design principles, V236-15.0 MW™ benefits directly from accumulated experience, development and scale synergies of the onshore and offshore businesses.

Designed for competitive project development

We are collaborative by nature, working with partners to offer a turbine made for the realities of project development, where every component matters. V236-15.0 MW™ is configured to strike the balance between energy production performance and number of turbines required at park level, while utilising advanced control and damping systems to optimise foundation requirements. The gearbox-based drivetrain offers a balanced, scalable, and efficient technology platform from which to enable the future growth of offshore wind.

Leading energy production at scale

Powered by a swept area of 43,742 m², the V236-15.0 MW™ moves the boundaries of offshore wind energy production forward. A single turbine is capable of producing up to 80 GWh/year depending on site-specific conditions. The 11.5 m blades drive a capacity factor of

over 60%, ensuring that fewer turbines enable greater annual energy production than ever before. Globally applicable, the turbine is designed for high wind conditions and rated to withstand IEC 1 extreme wind conditions up to 50 m/s and IEC T up to 57 m/s.

Safe and certain throughout project lifetimes

Vestas' rigorous testing standards guides the development of all of our turbines. The V236-15.0 MW™ is subject to the same stringent testing protocol. The V236-15.0 MW™ has a design lifetime of 30 years with the option to extend depending on project specific conditions. Strict quality control and life testing processes identify potential failure modes and mechanisms before they occur. The nacelle is ergonomically designed to make it easier for maintenance crews to gain access, reducing time spent offshore on service while maximising turbine uptime. Our understanding of service needs, including in nascent segments such as floating offshore wind, has informed our design of the V236-15.0 MW™.

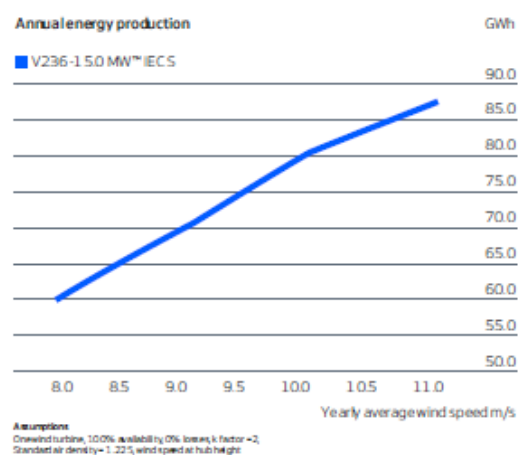
We've
installed
over 8,5 GW
of turbines,
offshore.

Facts & figures

V236-15.0 MW™ IEC S

The V236-15.0 MW™ is built on proven, world-class technology and engineered for efficiency in offshore environments around the world.

Power regulation	Pitch regulated with variable speed
Operating data	
Rated power	15,000kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	31m/s
Wind class	IEC S or S,T
Standard operating temperature range from -15°C to +23°C* with a de-rating interval from +23°C to +45°C	
*High ambient temperature variant available	
Sound power	
Maximum	115.3dB(A)
Rotor	
Rotor diameter	236m
Swept area	43,742m²
Aerodynamic brake	three blades full feathering
Electrical	
Frequency	50/60Hz
Converter	full scale
Gearbox	
Type	medium speed
Tower	
Hub heights	site-specific



Vestas Wind Systems A/S
Hedeager 42, 8200 Aarhus N, Denmark
Tlf: +45 97 30 00 00, Fax: +45 9730 0001
vestas@vestas.com, vestas.com

© 2023 Vestas Wind Systems A/S. All rights reserved.
This document was created by Vestas Wind Systems A/S on behalf of the Vestas Group and contains copyrighted material, trademarks and other proprietary information. This document or parts thereof may not be reproduced, altered or copied in any form or by any means without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. All specifications are for information only and are subject to change without notice. Vestas Wind Systems A/S does not make any representations or extend any warranties, expressed or implied, as to the adequacy or accuracy of this information. This document may exist in multiple language versions. In case of inconsistencies between language versions, the English version shall prevail. Certain technical options, services and wind turbine models may not be available in all locations/countries.

04/2023-016

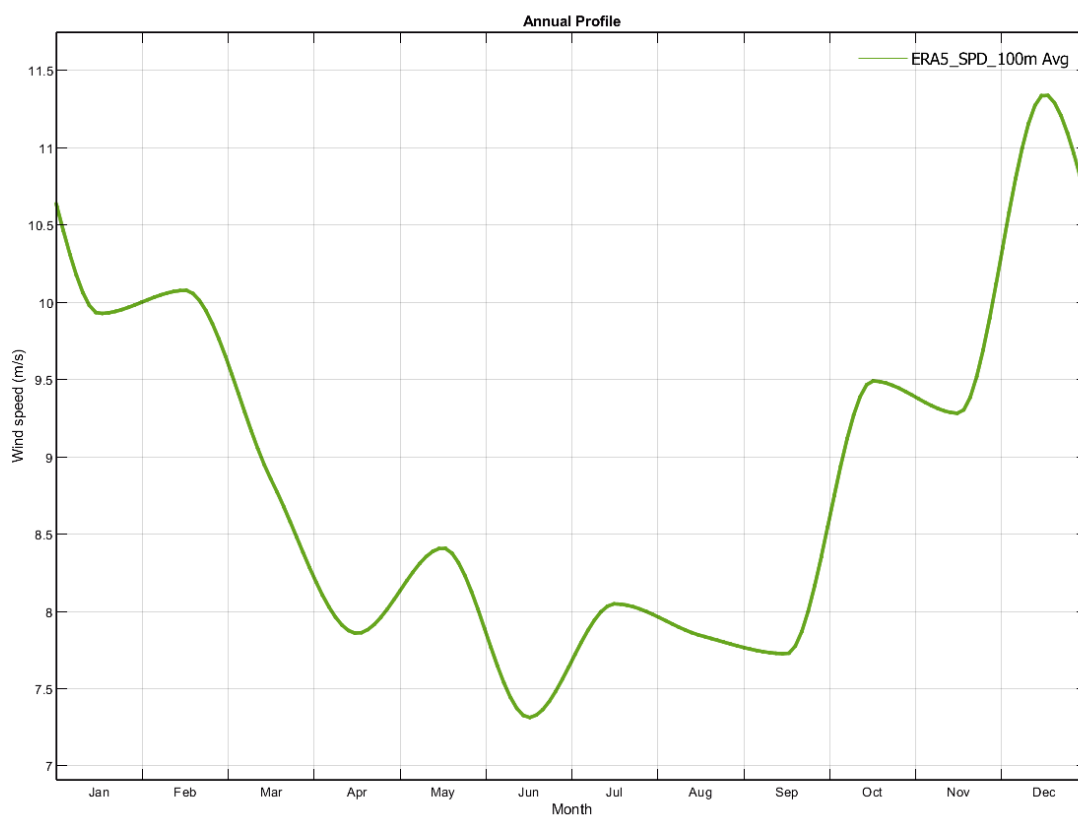
ANEXO VIII: PARQUES SOMETIDOS A CONSULTA PÚBLICA

Tabla de elaboración propia con información extraída de los DIP.

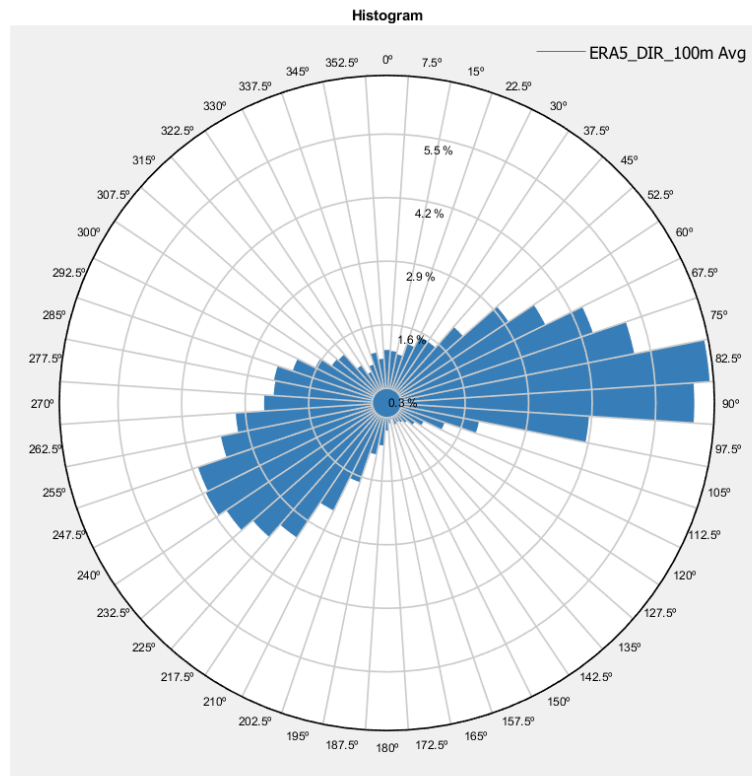
Zona	Nombre parque	Empresa	MV	nº tur	MW/tur	alt buje(n)	separación	Área(km²)	kV inter tur	Subestación marít	kV evacuac	Subestación terrestre	Sub. Cone	Plataforma	Tipo aer	
CAN-GC-1	Andania	elctrola	240	24	10	130			66	-	66	66/220	BTrajana 220kV	semisub o fp	SG 2010-191 DD (10 MW, Siemens Gamesa), Matade-X (12MW, General Electric), SG 14-236 DD (14MW, Siemens Gamesa), y V236-15 MW (15MW Vestas)	
CAN-GC-1	Bandama	ferrovial	195	13	15	125		25,5	66	-	66	66/220	BTrajana 220kV	semisub,fp o sp	vestas 15MW	
CAN-GC-1	Yanusa	ABEI	300	20	15	162	2400x1200	61,42	66	66/220	220	220	BTrajana 220kV	semisub	Vestas V236 15 MW.	
CAN-GC-1	Casarey II	Casarey	113	24	5,50				66	-	66	66/220	BTrajana 220kV	específica	W2Power	
CAN-GC-1	Casarey I	Cobra	250	17	14			42,7	66	-	66	66/220	BTrajana 220kV	cuálq	SG 14-222 DD 14MW	
CAN-GC-1	GC-Este	OceanWind	114	12	12	130			66	-	66	66/220	BTrajana 220kV			
CAN-GC-1	Mareisa	CapitalEnergy	255	17	15	115			66	-	66	66/220	BTrajana 220kV	semisub	Vestas V236-15 MW	
CAN-TEN	Mancney	CapitalEnergy	150	10	15			13	66	-	66	66/220	Las rosas	semisub	V236-15 MW	
CAN-GC-1	San Brando	Iberdrola	738	7	14	138			44	66	-	66	66/220	BTrajana 220kV	semisub	

Zoni	Nombre parq	Empresa	MV	Nº turbin	MW/turbin	alt buje(n)	separació	Área(km²)	kV Interconexió turbin	Subestación marít	kV línea de evacuació	Subestación terrest	Sub. Cone	Plataform	Tipo aer
NOR-1	Celta II	ferrovial	510		125				66		66/220	220	Atlos		
NOR-4	San Cibrao	Iberdrola	490	35	14	138		128	66	66/220	220	220/400	Xove		
NOR-5	Ventus	ABEI	600	40	15	162	2400x1200	127	66	66/400	400	400	Xove	semisub	Vestas V236 15 MW
NOR-3-4	Breogan	Capital Energy	510	34	15			84	66	66/220	220	220/400	Xove	semisub	Vestas V236-15 MW
NOR-5	Celta I	ferrovial		33	15	150			66	66/220	220	220/400	Xove	semisub	
NOR-2	Nordes	Sener	1200	80	15	143		270	66	66/220	220	220	Sabón		
NOR-3	San Brando	Iberdrola	490	35	14				66	66/220	220	220/400	Xove o Sabón		
NOR-1	Volanteiro	Capital Energy	510	34	15			95	66	66/220	220	220	Pazos	semisub	V236-15 MW

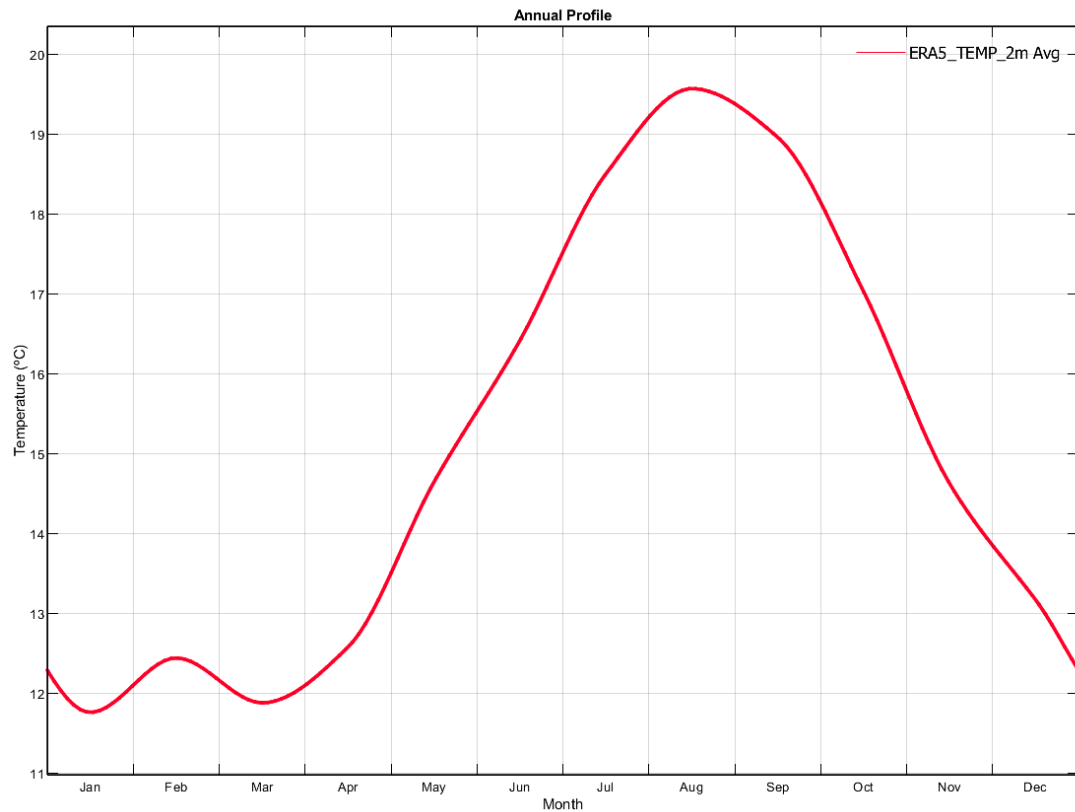
ANEXO IX: INFORMACIÓN EXTRAÍDA DEL FUROW PARA EL PARQUE DE LA DEMARCACIÓN NORATLÁNTICA



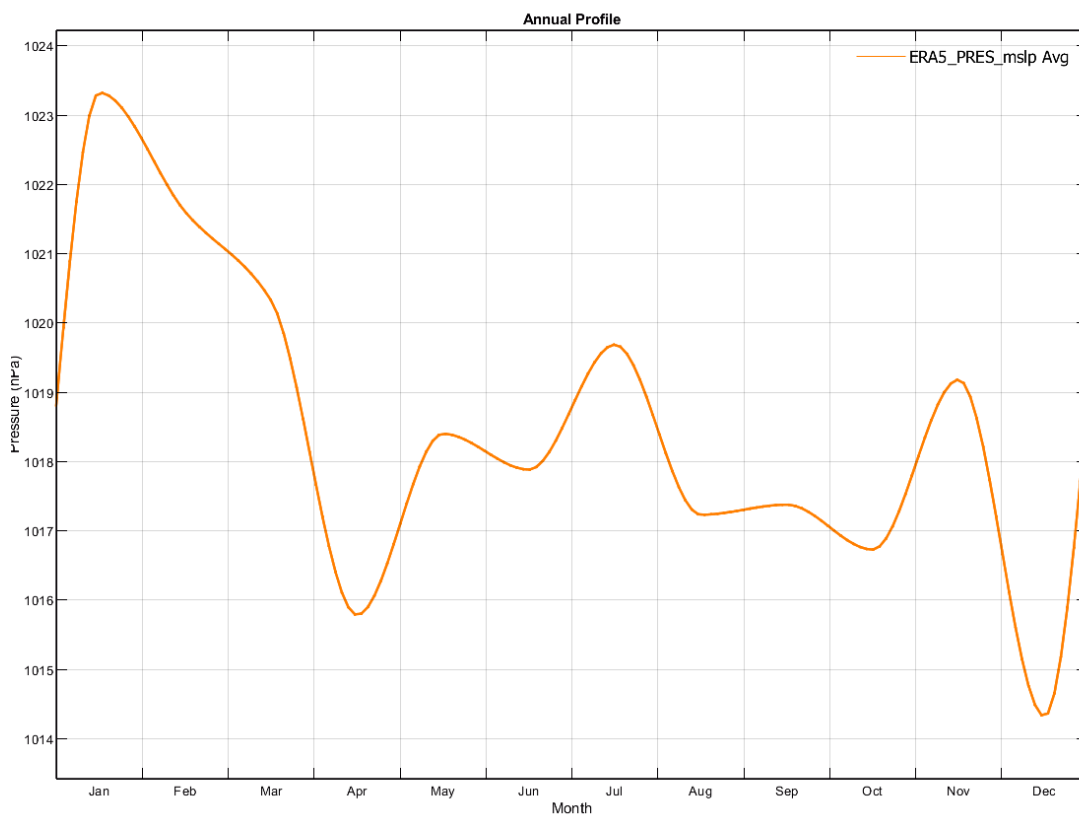
Perfil anual de velocidad para una altura de 100 metros



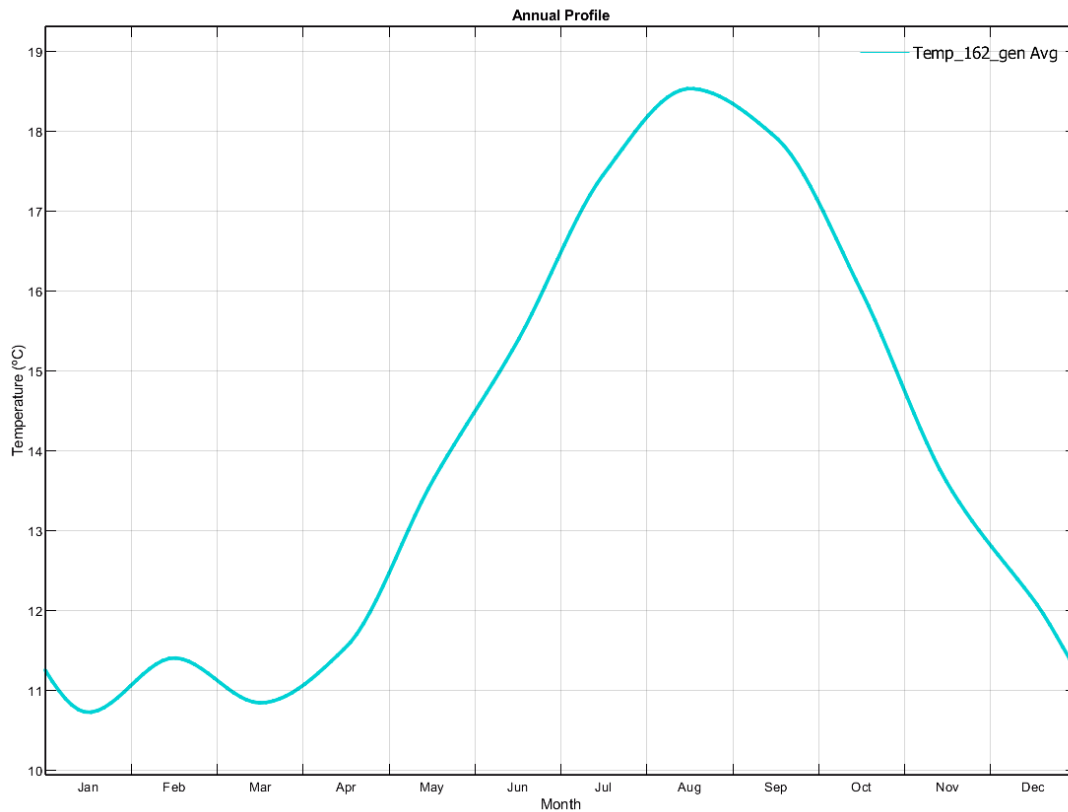
Rosa de los vientos para una altura de 100 metros



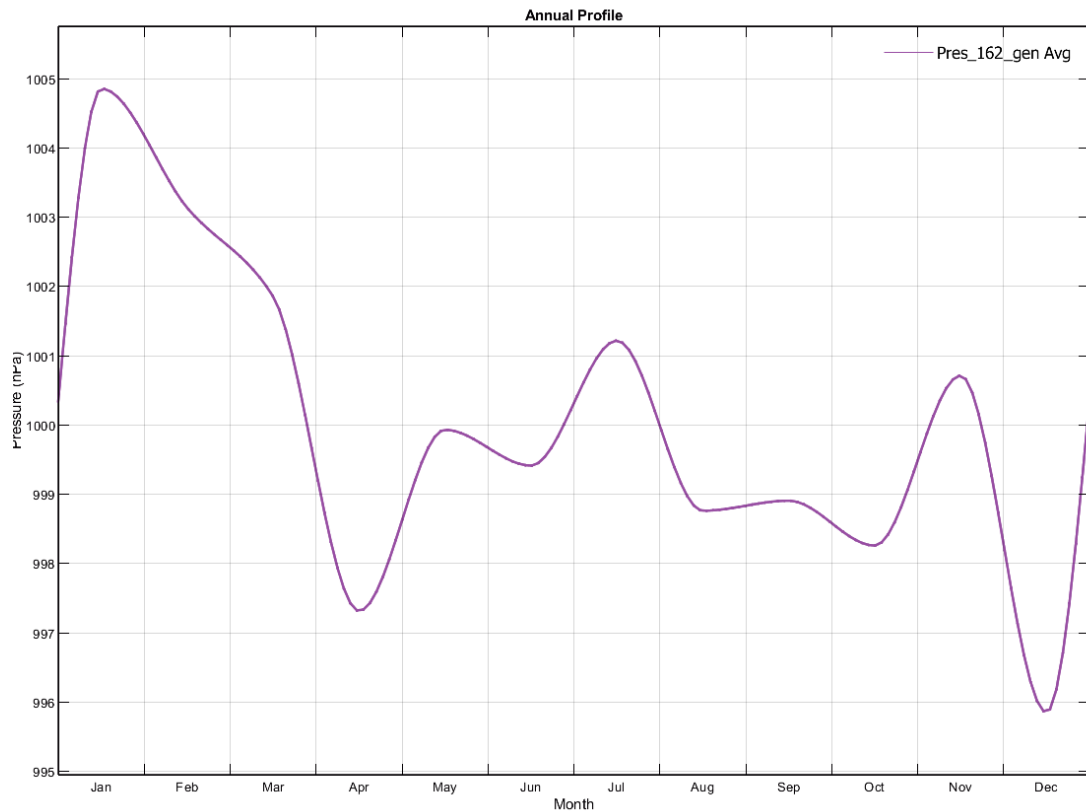
Perfil anual de temperatura para una altura de 2 metros



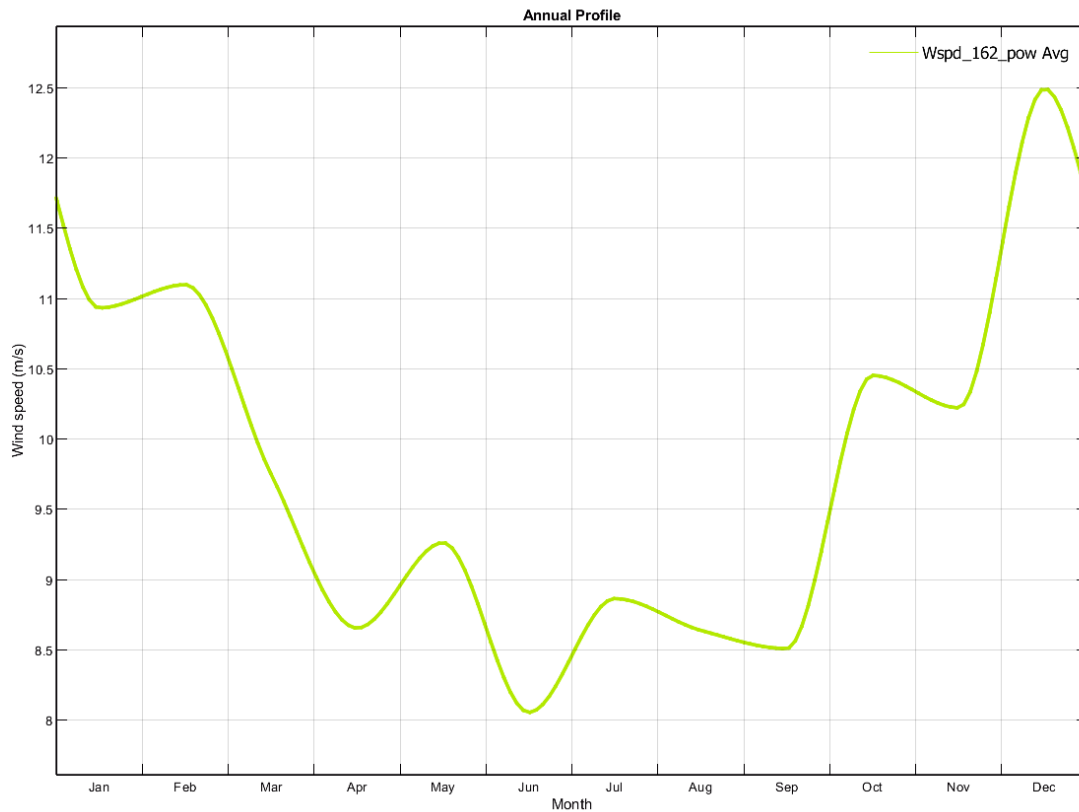
Perfil anual de presiones



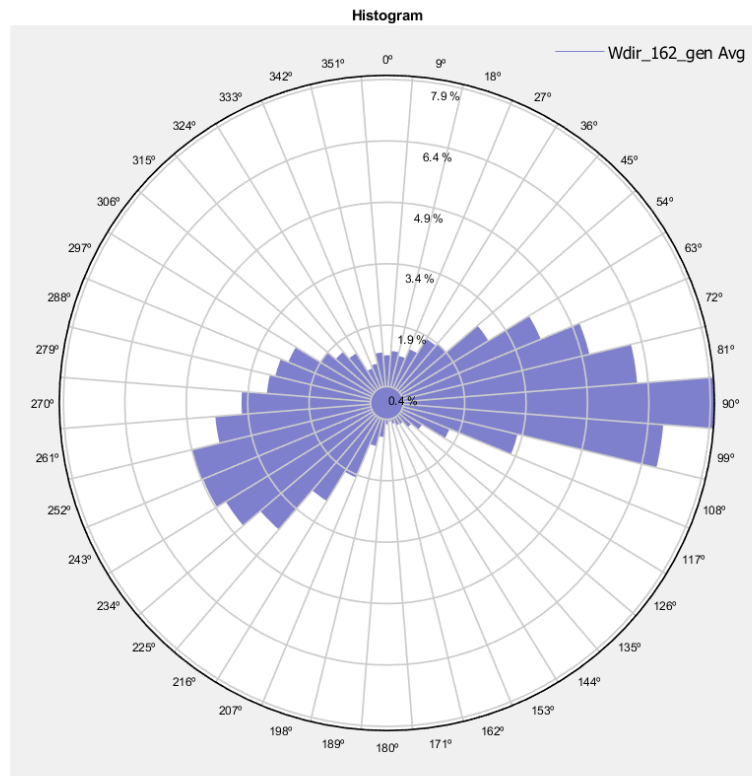
Perfil anual de temperatura para una altura de 162 metros



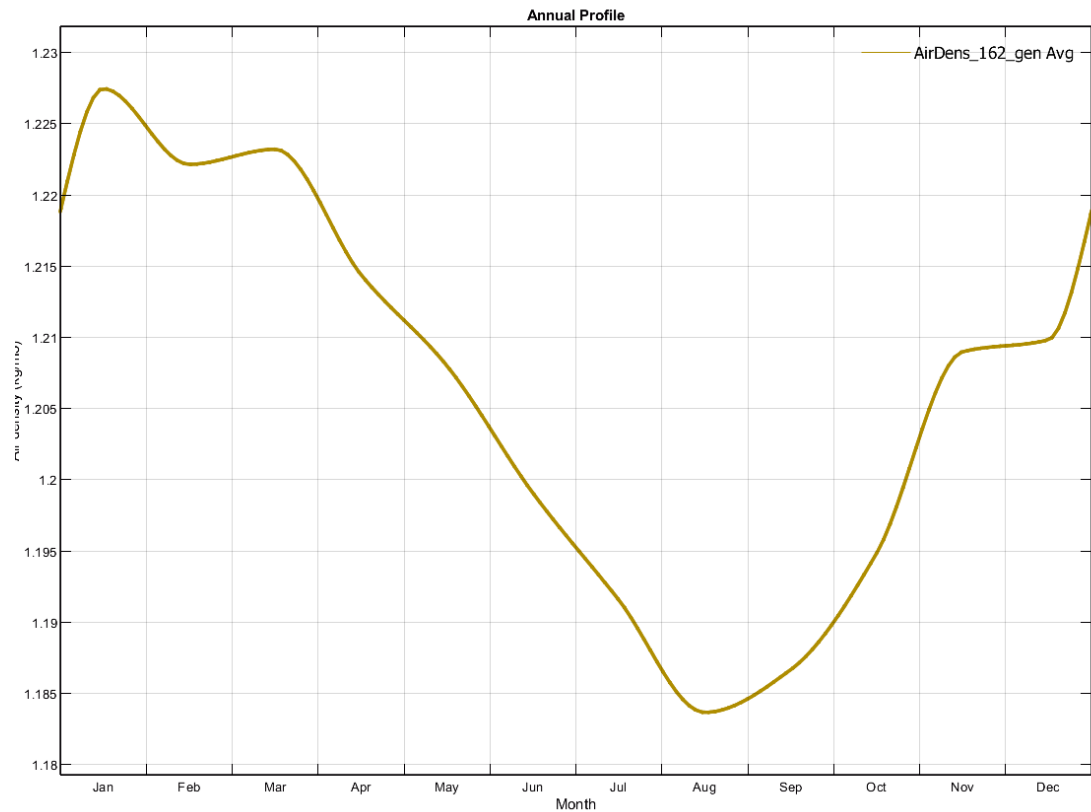
Perfil anual de presiones para una altura de 162 metros



Perfil anual de velocidades para una altura de 162 metros



Rosa de los vientos para una altura de 162 metros



Perfil anual de la densidad del aire para una altura de 162 metros



CIHS

ICAI ICADE CIHS INFORMACIÓN EXTRAÍDA DEL FUIROW PARA EL PARQUE DE LA DEMARCACIÓN NORATLÁNTICA

[illegible]

ANEXO X: INFORMACIÓN EXTRAÍDA DEL FUROW PARA EL PARQUE DE LA DEMARCACIÓN CANARIA

[illegible]

ANEXO XI: DESGLOSE DE COSTES PARA UN PARQUE EÓLICO FLOTANTE. BVG ASSOCIATES.

Category	Rounded cost	Unit
Development and project management	150,000	£/MW
Development and consenting services	68,000	£/MW
Environmental impact assessments	10,000	£/MW
Development activities and other consenting services	58,000	£/MW
Environmental surveys	8,800	£/MW
Offshore species and habitat surveys	7,000	£/MW
Onshore environmental surveys	1,100	£/MW
Human impact studies	700	£/MW
Resource and metocean assessment	6,600	£/MW
Structure	3,300	£/MW
Sensors	2,700	£/MW
Maintenance	650	£/MW
Geological and hydrographical surveys	8,800	£/MW
Geophysical surveys	2,400	£/MW
Geotechnical surveys	4,700	£/MW
Hydrographic surveys	1,800	£/MW
Engineering and consultancy	8,800	£/MW
Project management	45,000	£/MW
Wind turbine	1,300,000	£/MW
Nacelle	760,000	£/MW
Rotor	370,000	£/MW
Tower	210,000	£/MW

Balance of plant	1,700,000	€/MW
Array cable	71,000	€/MW
Export cable	200,000	€/MW
Cable accessories	44,000	€/MW
Interface	8,900	€/MW
Cable protection	17,000	€/MW
Buoyancy	5,500	€/MW
Connectors and joints	13,000	€/MW
Floating substructure	960,000	€/MW
Structure	790,000	€/MW
Secondary steel	67,000	€/MW
Systems	58,000	€/MW
Corrosion protection	48,000	€/MW
Mooring systems	180,000	€/MW
Anchor systems	38,000	€/MW
Mooring lines and chains	110,000	€/MW
Jewellery	19,000	€/MW
Topside connection	6,700	€/MW
Installation aids	3,100	€/MW
Offshore substation	150,000	€/MW
HVAC electrical system	45,000	€/MW
Auxiliary systems	7,500	€/MW
Topside structure	70,000	€/MW
Foundation	27,000	€/MW
Onshore substation	82,000	€/MW
Electrical system	57,000	€/MW
Buildings, access and security	24,000	€/MW

Installation and commissioning	370,000	€/MW
Inbound transport	8,700	€/MW
Offshore cable installation	140,000	€/MW
Export cable installation	46,000	€/MW
Array cable installation	74,000	€/MW
Cable pull-in	11,000	€/MW
Electrical testing and termination	9,700	€/MW
Mooring and anchoring pre-installation	68,000	€/MW
Floating substructure - turbine assembly	68,000	€/MW
Heavy lifting and moving equipment	28,000	€/MW
Technician services	4,700	€/MW
Marshalling port	30,000	€/MW
Other	4,900	€/MW
Floating substructure - turbine installation	53,000	€/MW
Offshore substation installation	24,000	€/MW
Onshore export cable installation	5,700	€/MW
Offshore logistics	2,200	€/MW
Sea-based support	1,400	€/MW
Marine coordination	450	€/MW
Weather forecasting and metocean data	150	€/MW
Marine safety and rescue	200	€/MW

Operations and maintenance	71,000	€/MW/year
Operations	24,000	€/MW/year
Operations control centre	1,200	€/MW/year
Training	2,400	€/MW/year
Onshore logistics	1,200	€/MW/year
Technical resource (onshore and offshore)	6,000	€/MW/year
Admin and support staff (onshore)	7,200	€/MW/year
Insurance	6,000	€/MW/year
Maintenance	44,000	€/MW/year
Turbine maintenance	31,000	€/MW/year
Balance of plant maintenance	13,000	€/MW/year
Statutory inspections	450	€/MW/year
Offshore logistics and vessels	2,200	€/MW/year
O&M port	400	€/MW/year
Decommissioning	150,000	€/MW
Floating substructure - turbine decommissioning	7,000	€/MW
Mooring and anchoring decommissioning	40,000	€/MW
Cable decommissioning	73,000	€/MW
Substation decommissioning	26,000	€/MW
Contingency and insurance	270,000	€/MW